

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа
Кафедра Технологические машины и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Э.А. Петровский

« ____ » _____ 2017

Г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

направление 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»
профиль 15.03.02.01 «Проектирование технических и технологических
КОМПЛЕКСОВ»

Модернизация оборудования компрессорной станции «Ямбургская»

Руководитель _____ к.т.н., доцент В.С. Тынченко

Выпускник _____ Н.В. Пожарков

Красноярск 2017

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Модернизация оборудования компрессорной станции «Ямбургская» содержит 80 страниц текстового документа, 4 иллюстрации, 3 таблицу, 27 использованных источников.

КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ, КОМПРЕССОРНЫЙ ЦЕХ,
ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЙ АГРЕГАТ.

Объект: ООО «Газпром трансгаз Югорск», Ямбургское линейно-производственное управление магистральных газопроводов, компрессорный цех «Ямбург-Елец 1».

Целью работы является: Повышение производительности и стабильности работы оборудования компрессорной станции, посредством модернизации газоперекачивающих агрегатов.

Задачами работы являются:

1. Анализ объекта исследования.
2. Обзор технологических решений модернизации.
3. Выбор технических средств модернизации компрессорного цеха.
4. Проведение расчетов работы компрессорного цеха до и после модернизации.
5. Обзор вопросов технического обслуживания и эксплуатации модернизированного агрегата.

В результате была определена производительность компрессорной станции с новым оборудованием.

Расчетным путем определены параметры режима работы компрессорного цеха такие как: выходное давление, температура после аппаратов воздушного охлаждения газа, частота оборотов ротора нагнетателя.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	Ошибка! Закладка не определена.
1. Аналитический обзор	Ошибка! Закладка не определена.
1.1. Общая характеристика предприятия	Ошибка! Закладка не определена.
1.2. Краткая характеристика оборудования цеха	11
1.2.1. Установка очистки газа	11
1.2.2. Блок подготовки пускового и топливного газа	12
1.2.3. Установка охлаждения газа	13
1.3. Газоперекачивающий агрегат ГПА-Ц-16	14
1.4. Система смазки и уплотнения	18
1.4.1. Система смазки двигателя	18
1.4.2. Система смазки нагнетателя	22
1.4.3. Система уплотнения нагнетателя	26
2. Расчетная часть	30
2.1. Выбор технологических решений	30
2.2. Расчет компрессорного цеха до модернизации	34
2.2.1. Расчёт физических свойств газа на входе нагнетателя	35
2.2.2. Расчёт степени сжатия до модернизации	38
2.2.3. Расчет аппарата воздушного охлаждения до модернизации	44
2.3. Расчет компрессорного цеха после модернизации	47
2.3.1. Расчёт степени сжатия после модернизации	47
2.3.2. Расчет аппарата воздушного охлаждения после модернизации	53
2.4. Оценка соответствия установленного оборудования после модернизации ..	57
2.4.1. Оценка соответствия пылеуловителей после модернизации	57

2.4.2. Оценка производительности фильтров-сепараторов после модернизации.....	58
3. Техническое обслуживание и эксплуатация.....	59
3.1. Техническое обслуживание.....	59
3.2. Средний ремонт.....	64
3.3. Капитальный ремонт.....	64
3.4. Подготовка к пуску ГПА-Ц-16	65
3.5. Контроль состояния агрегата ГПА-Ц-16 на рабочем режиме.....	69
Заключение	73
Список использованных источников.....	74
Приложение А.....	77
Приложение Б.....	78
Приложение В.....	79
Приложение Г	80

ВВЕДЕНИЕ

Развитие газовой и ряда смежных отраслей промышленности сегодня в значительной степени зависит от дальнейшего совершенствования эксплуатации и обслуживания систем трубопроводного транспорта природных газов из отдаленных и порой слабо освоенных регионов в промышленные и центральные районы страны.

Оптимальный режим работы компрессорных станций в значительной степени зависит от типа и числа газоперекачивающих агрегатов (ГПА), установленных на станции, их энергетических показателей и технологических режимов работы.

Основными типами ГПА на компрессорных станциях в настоящее время являются: агрегаты с приводом от газотурбинных установок (ГТУ), электроприводные агрегаты и поршневые газомотокомпрессоры. особенности работы газотурбинного привода в наилучшей степени, среди отмеченных типов ГПА, отвечают требованиям эксплуатации газотранспортных систем: высокая единичная мощность (6 - 25 МВт), небольшая относительная масса, блочно-комплектная конструкция, высокий уровень автоматизации и надежности, автономность привода и работа его на перекачиваемом газе.

Именно поэтому этот вид привода получил наибольшее распространение на газопроводах (свыше 85% общей установленной на компрессорных станциях мощности агрегатов). остальное приходится на электрический и поршневой тип привода.

Мощная и разветвленная система магистральных газопроводов с тысячами установленных на них ГПА, многие из которых выработали свой моторесурс, обязывают эксплуатационный персонал компрессорного цеха и производственных предприятий по обслуживанию газопроводов детально знать технику и технологию транспорта газов, изучать опыт эксплуатации и на основе этого обеспечить, прежде всего, работоспособность и

эффективность эксплуатации установленного энергомеханического оборудования компрессорных станций. Компрессорные станции предназначены для повышения давления и перекачки газа по магистральному газопроводу.

Они служат управляющим звеном в комплексе сооружений, входящих в состав магистрального газопровода. Практически именно параметрами работы компрессорных станций определяется режим работы газопровода. Наличие компрессорных станций позволяет регулировать режим работы газопровода при колебаниях потребления газа, максимально использовать аккумулирующую способность газопровода.

В данной работе предусматривается установка нового оборудования, что обеспечит более стабильную работу компрессорной станции, способность компримирования перспективных объемов газа, бесперебойную подачу газа по магистральному газопроводу от мест добычи к потребителю.

Целью работы является Повышение производительности и стабильности работы оборудования компрессорной станции, посредством модернизации газоперекачивающих агрегатов.

Задачами работы являются:

1. Анализ объекта исследования
2. Обзор технологических решений модернизации
3. Выбор технических средств модернизации компрессорного цеха
4. Проведение расчетов работы компрессорного цеха до и после модернизации
5. Обзор вопросов технического обслуживания и эксплуатации модернизированного агрегата

1. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР.

1.1. Общая характеристика предприятия.

Ямбургское линейно-производственное управление магистральных газопроводов (ЯЛПУ МГ) создано 1 июня 1986 года на основании приказа Министерства газовой промышленности от 17 декабря 1985 г. Начальником ЯЛПУ был назначен Кончич Валерий Иванович, работающий с мая 1978 года в ООО «Тюментрансгаз», имеющий опыт работы на руководящих должностях в подразделениях ООО «ТТГ» и непосредственно принимавший участие в строительстве газопроводов «Уренгой – Ужгород-1», «Уренгой – Центр-1» и «Уренгой – Центр-2». При его непосредственном участии и руководстве введены в эксплуатацию следующие объекты: компрессорная станция КС «Ямбург-Елец 1», КС «Ямбург-Елец 2», КС «Ямбург-Западная граница», КС «Ямбург-Тула-1», КС «Ямбург-Тула-2», КС «Ямбург-Поволжье», КС «Ямбург-СРТО-Урал» и одноименные газопроводы в зоне ответственности Ямбургского ЛПУ. [7]

Сданы в эксплуатацию станции охлаждения газа СОГ-1 и СОГ-3, не имеющие аналогов в мире. Все службы и участки Ямбургского ЛПУ МГ работают в стабильном режиме, обеспечивая высокий уровень выполнения заданных показателей. ЯЛПУ располагает высококвалифицированными кадрами, обогащёнными многолетним опытом успешного решения сложных задач в экстремальных природно-климатических условиях.

Не остаётся без внимания воспитание и подготовка молодых специалистов, их самообразование и непрерывное обучение. Ведётся рационализаторская работа. Большое внимание уделяется развитию социальной сферы: построен финский жилой комплекс и детский сад в п. Пангоды, капитальные жилые дома и спортзал на КС «Ямбургская». В трудовом коллективе преобладает благоприятный социально-психологический климат.

Компрессорная станция КС «Ямбург-Елец 1» и одноименный газопровод введены в эксплуатацию в 1986 г., КС «Ямбург-Елец 2» - в 1987 г., «Ямбург-Западная граница» - в 1988 г., «Ямбург-Тула-1» - в 1989 г., «Ямбург-Тула-2» - в 1990 г., «Ямбург-Поволжье» - в 1997 г., «Ямбург-СРТО-Урал» - в 1998 г. Станция охлаждения газа СОГ-1 запущена в опытно-промышленную эксплуатацию в 1993 г., СОГ-3 – в 2001 г. [17]

Ямбургское линейно-производственное управление магистральных газопроводов (ЯЛПУ МГ) создано на основании приказа общества с ограниченной ответственностью (ООО) «Тюментрансгаз», утвержденного решением учредителя – ООО «Газпром» от 29 июня 1999 года. ЯЛПУ МГ является правопреемником Ямбургского линейного производственного управления предприятия «Тюментрансгаз», которое создано 1 июня 1986 года. В соответствии с Уставом ООО «Тюментрансгаз» ЯЛПУ МГ является его филиалом. ЯЛПУ МГ не является юридическим лицом.

Юридическое лицо ООО «Тюментрансгаз» зарегистрировано постановлением администрации г. Югорска Тюменской области Ханты-Мансийского автономного округа 30 июня 1999 года за №_330. Начальник управления действует от имени ООО на основании выданной доверенности. Место нахождения и почтовый адрес ЯЛПУ МГ: 629757, Тюменская область, Надымский район, п. Пангоды-1.

Технологической схемой компрессорного цеха предусмотрены следующие основные процессы:

- прием газа из магистрального газопровода по двум входным шлейфам;
- очистка газа перед компримированием;
- компримирование газа;
- охлаждение газа после компримирования в аппаратах воздушного охлаждения газа (АВО);
- охлаждение газа на станции охлаждения газа (по потребности);

- подача газа в магистральный газопровод после АВО (или станции охлаждения газа).

Для обеспечения нормальной работы газоперекачивающих агрегатов ГПА-Ц-16 предусмотрены следующие вспомогательные системы:

- система подготовки топливного, пускового и импульсного газа;
- система маслоснабжения агрегатов;
- система утилизации тепла отходящих газов; [4]

Подключение компрессорного цеха №1 «Ямбург-Елец 1» к магистральному газопроводу Ямбург-Елец I очередь осуществляется на узле подключения, расположенного на расстоянии 400 м от ограждения компрессорной станции.

ЯЛПУ МГ осуществляет следующие виды деятельности:

- эксплуатация магистральных газопроводов, их оборудования и объектов;
- эксплуатация сепарационных установок компрессорных станций и их оборудования (включая пылеуловители, АВО газа, СОГ со складами пропана, сепараторы);
- измерение расхода и качественных показателей транспортируемого газа, принимаемого от поставщиков;
- организацию технической эксплуатации и проведение планово-предупредительных, текущих и капитальных ремонтов технологического оборудования и основных фондов;
- планирования и обеспечение проведения капитальных и средних ремонтов основного и вспомогательного оборудования силами ремонтных участков филиалов;
- эксплуатация кислородазотдобывающей станции, техническое освидетельствование и ремонт баллонов;

- эксплуатация и техническое обслуживание грузоподъемных механизмов, систем промышленной вентиляции, сосудов, работающих под давлением;
- осуществление технического надзора за качеством строительства, реконструкции и капитального ремонта технологического оборудования и основных фондов;
- техническое обслуживание и ремонт труб, фасонных изделий, оборудования, запорной, регулирующей и предохранительной арматуры, приборов контроля и регулирования для магистральных газопроводов;
- строительство и капитальный ремонт основных фондов хозспособом;
- выработка тепло- и электроэнергетики собственными источниками;
- эксплуатация, техобслуживание и ремонт сетей и объектов газового хозяйства;
- добыча пресных подземных вод для питьевого и производственного назначения, сброс сточных вод в поверхностные водные объекты;
- обеспечение пожарной безопасности объектов;
- предоставление услуг связи;
- эксплуатация и ремонт жилого фонда и объектов соцкультбыта;
- содержание детского сада;
- другие, не запрещенные законодательством, виды деятельности по согласованию с администрацией общества. [22]

ЯЛПУ МГ на начало 2017 года имеет следующие структурные подразделения:

1. Руководство и функциональные исполнители.
2. Диспетчерская служба.
3. Газокомпрессорная служба.
4. Группа по охране природы и лабораторному контролю.

5. Станция охлажденного газа (СОГ);
 - Кислородная станция (в составе СОГ).
6. Служба энерговодоснабжения.
7. Служба автоматизации и метрологии.
8. Линейно-эксплуатационная служба (ЛЭС);
 - Ремонтно-эксплуатационный пункт (в составе ЛЭС);
 - Автотракторное хозяйство (в составе ЛЭС).
9. Участок по средствам электрохимзащиты.
10. Служба связи.
11. Группа по капитальному строительству и ремонту.
12. Жилищно-эксплуатационный участок.
13. Культурно-спортивный комплекс.
14. Служба безопасности.
15. Группа материально-технического снабжения и складского хозяйства.
16. Служба ведомственной охраны. [2]

1.2. Краткая характеристика оборудования цеха.

1.2.1 Установка очистки газа.

Качество очистки компримируемого газа является одним из основных факторов, влияющих на надежность работы газоперекачивающих агрегатов и другого технологического оборудования компрессорной станции. Установка очистки газа от твердых и жидких примесей предусматривается на входе в компрессорную станцию для предотвращения загрязнения и эрозии оборудования и трубопроводов.

Из анализа данных эксплуатации установок очистки транспортируемого газа компрессорной станции магистральных газопроводов следует, что содержащиеся в газе механические примеси могут значительно различаться по величине частиц, фазовому и минералогическому составу.

Максимальное содержание мехпримесей достигается при вводе газопровода в эксплуатацию, а также при ремонте газопроводов и подключении новых ниток.

Газ может содержать газовый конденсат, конденсационную и минерализованную воду, метанол, диэтиленгликоль, масла.

В соответствии с проектом в цехе №1 установлено 6 циклонных пылеуловителей конструкции ГП 144.00.000. и 8 фильтров-сепараторов конструкции ГП 605.00.000. Продукты очистки и конденсат отводятся в емкость сбора конденсата, расположенную надземно. [14]

1.2.2. Блок подготовки пускового и топливного газа.

Блок подготовки пускового и топливного газа предназначен для подготовки (доочистки, редуцирования, нагрева, замера расхода) и бесперебойной подачи топливного газа с параметрами, необходимыми для нормальной работы компрессорных станций.

основные технологические функции:

- очистка газа от капельной влаги и механических примесей;
- подогрев газа;
- редуцирование газа до требуемого, со 100 % резервированием и автоматическим вводом резерва;
- автоматическое закрытие входного и выходного кранов при аварийной ситуации;
- подготовка и подача газа на собственные нужды (при использовании газовых котлов для нагрева газа);
- измерение расхода газа, в том числе на собственные нужды.

Устройство:

- бокс (утепленный);
- оборудование подготовки газового топлива;
- система электропитания собственных нужд;

- система вентиляции;
- система освещения;
- система газовой безопасности;
- система охранно-пожарной сигнализации.

В технологическом помещении размещается основное технологическое оборудование, включающее:

- блок фильтр-сепараторов (рабочий и резервный) с общей накопительной емкостью, оснащенной узлом сброса конденсата;
- узел замера расхода газа;
- узел редуцирования, два теплообменника «газ-жидкость» (рабочий и резервный);
- два фильтра тонкой очистки (рабочий и резервный);
- запорную арматуру;
- предохранительно-сбросные клапана. [15]

1.2.3 Установка охлаждения газа.

Компрессорная станция «Ямбургская» располагается на вечномерзлых грунтах, поэтому установка охлаждения газа здесь имеет особое значение. В летний период эксплуатации газ после установки охлаждения газа проходит через станцию охлаждения газа, на ней он окончательно охлаждается до требуемой температуры.

Недостаточное охлаждение газа для трубопроводов залегающих в вечномерзлых грунтах приводит к потере устойчивости трубы и противокоррозионной изоляции, приводит к разрывам трубопроводов.

В компрессорном цехе №1 для охлаждения газа установлены 28 АВО типа 2АВГ-75. [23]

1.3 Газоперекачивающий агрегат ГПА-Ц-16.

Компримирование газа в компрессорном цехе №1 осуществляется агрегатами ГПА-Ц-16 оснащенными полнонапорными нагнетателями НЦ-16/76. В цехе установлены 5 агрегатов в том числе 2 агрегата резервные.

Агрегат состоит из отдельных функционально завершённых блоков и сборочных единиц полной заводской готовности, стыкуемых между собой на месте эксплуатации.

В состав газоперекачивающего агрегата входят (рис. 1 и 2):

- Турбоблок с газотурбинным двигателем НК-16СТ и центробежным нагнетателем НЦ-16-76;
- Воздухоочистительное устройство (ВОУ);
- Камера всасывания;
- Промежуточный блок;
- Блок вентиляции;
- Два блока маслоохладителей;
- Выхлопной диффузор;
- Выхлопная шахта;
- Блок маслоагрегатов;
- Блок автоматики;
- Блок фильтров топливного газа;
- Система пожаротушения;
- Система обогрева контейнера;
- Система подогрева циклового воздуха.

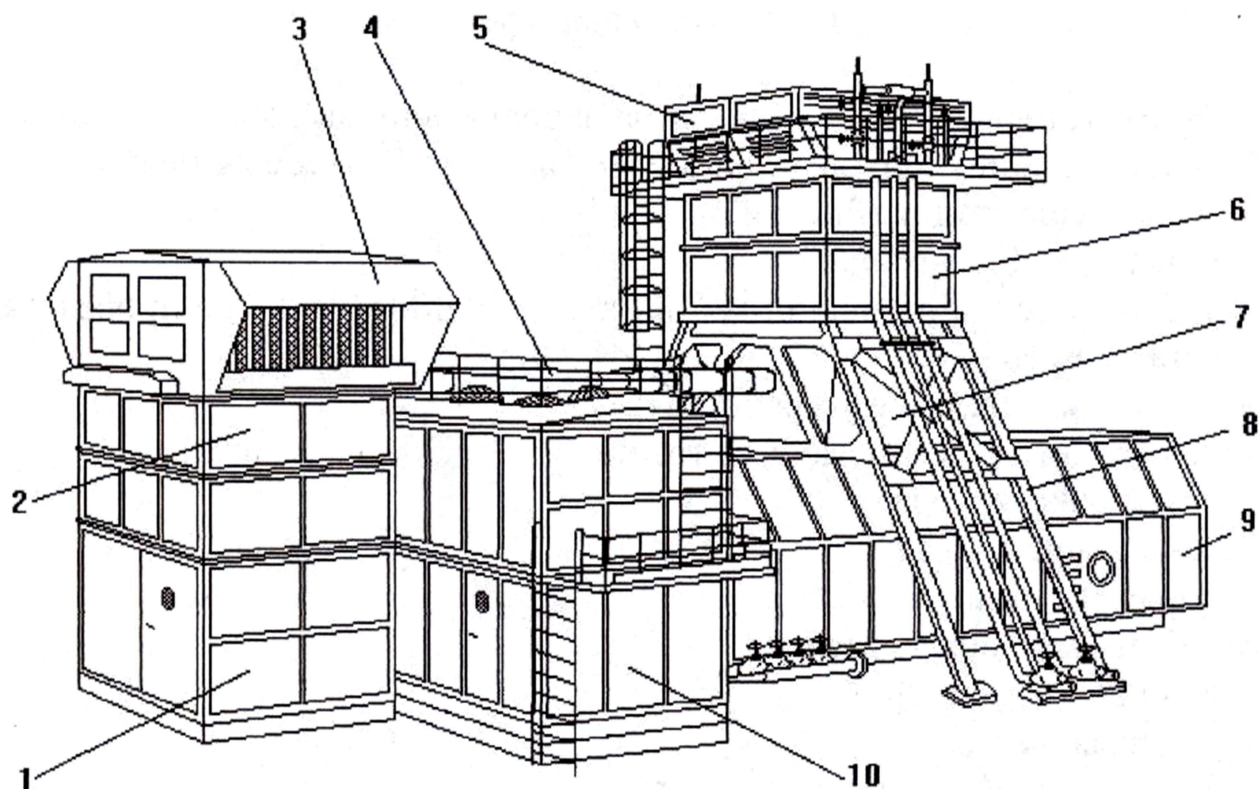


Рис. 1. Общий вид газоперекачивающего агрегата ГПА-Ц-16:

1 – камера всасывания; 2 – шумоглушители всаса; 3 – воздухоочистительное устройство; 4 – система подогрева циклового воздуха; 5 – утилизатор; 6 – шумоглушители выхлопа; 7 – диффузор; 8 – опора выхлопной части; 9 – турбоблок; 10 – блок маслоагрегатов.

Базовой сборочной единицей агрегата является турбоблок. Над турбоблоком на отдельной опоре установлены сборочные единицы выхлопного устройства двигателя и системы подогрева циклового воздуха. Забор воздуха для двигателя НК-16СТ осуществляется через воздухоочистительное устройство, всасывающую камеру и патрубок промежуточного блока.

С целью обеспечения удобства обслуживания агрегата основные узлы маслосистемы размещены в отдельном блоке маслоагрегатов, а приборы и щиты системы автоматического управления агрегатом – в блоке автоматики.

Для повышения компактности ГПА блоки вентиляции и маслоохладителей размещены соответственно на промежуточном блоке и блоке маслоагрегатов. Для повышения надёжности двигателя НК-16СТ в

состав агрегата введён блок фильтров топливного газа. обогрев блоков ГПА осуществляется из общестанционного коллектора.

Принцип работы ГПА-Ц-16

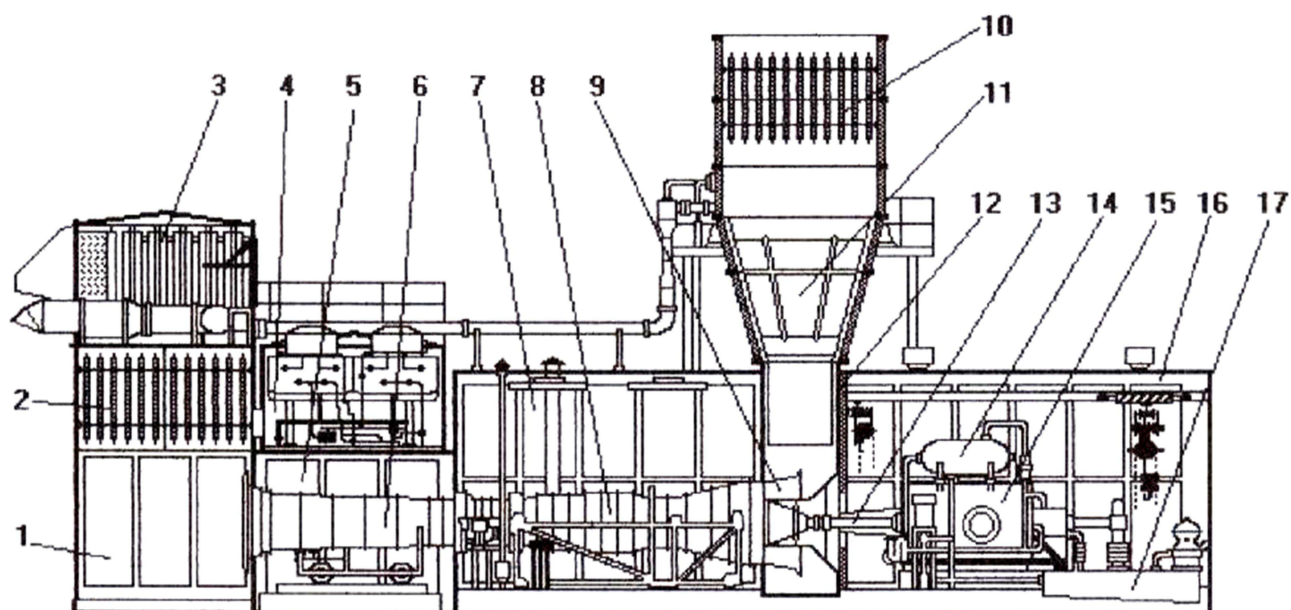


Рис.2. Агрегат ГПА-Ц-16.

1 – камера всасывания; 2 – шумоглушители; 3 – воздухоочистительное устройство; 4 – блок вентиляции; 5 – промежуточный блок; 6 – патрубок; 7 – отсек двигателя; 8 – двигатель НК-16СТ; 9 – выхлопная улитка; 10 – шумоглушители выхлопа; 11 – диффузор; 12 – герметичная перегородка; 13 – промежуточный вал; 14 – гидроаккумулятор; 15 – нагнетатель НЦ-16-76; 16 – отсек нагнетателя; 17 – маслобак нагнетателя.

Перекачиваемый газ по газопроводу через всасывающий коллектор поступает в двухступенчатый центробежный нагнетатель, где происходит сжатие и подача его через нагнетательный коллектор в газопровод.

Механическая связь между свободной турбиной двигателя и ротором нагнетателя осуществляется через трансмиссию. отработанные газы двигателя выбрасываются в атмосферу через выхлопное устройство. Для снижения уровня шума воздухозаборное и выхлопное устройства двигателя снабжены эффективными шумоглушителями, а стенки контейнеров всех блоков агрегата выполнены из специальных панелей, заполненных звукопоглощающим материалом.

Охлаждение масла в маслосистемах двигателя и нагнетателя осуществляется аппаратами воздушного охлаждения, установленными в блоке маслоохладителей.

Система автоматического пожаротушения совместно с АСУ ГПА обеспечивает работу агрегата на всех режимах без постоянного присутствия обслуживающего персонала возле агрегата, а также функционирование в составе комплексной системы автоматизации компрессорной станции. [5]

Табл. 1.1. Техническое состояние парка ГПА

	№ГПА	Наработка, час.	Наработка до последнего капитального ремонта, час.	Следующий капитальный ремонт через, час.
ГПА-Ц-16	11	117690	99804	7114
	12	122759	122448	24689
	13	118802	96201	2399
	14	124310	124310	25000
	15	87786	68296	5510

Наработка между капитальными ремонтами для ГПА-Ц-16 составляет 25000 ч.

В таблице №1.1 приведена наработка агрегатов ГПА-Ц-16 установленных в цехе №1 с момента ввода цеха в эксплуатацию.

Назначенный общий ресурс работы агрегатов 100 тыс. часов превышен у 4 агрегатов.

Длительная эксплуатация агрегатов, превышение установленного общего ресурса привели к ухудшению технического состояния агрегатов.

Дальнейшая эксплуатация агрегатов ГПА-Ц-16 цеха №1 при наработках значительно превышающих установленный ресурс, будет сопровождаться дальнейшим ухудшением технического состояния ГПА, перерасходом топливного газа, сокращением межремонтных периодов, и как следствие увеличение затрат на выполнение планово-предупредительных ремонтов. [10]

Снижение располагаемой мощности ГПА, снижение коэффициента готовности ГПА приведет к уменьшению производительности

газотранспортной системы «Газпром трансгаз Югорск» и снижению надежности транспорта газа, что будет сопровождаться недоподачей объемов транспортируемого газа.

1.4 Система смазки и уплотнения.

Система смазки и уплотнения агрегата включает в себя две автономные системы:

- систему смазки и уплотнения нагнетателя;
- систему смазки двигателя.

В каждой системе имеется свой бак для циркулирующего масла, насосы, охладители, фильтры и приборы автоматики.

Система смазки и уплотнения газоперекачивающего агрегата снабжена контрольно-измерительными и сигнализирующими приборами, а также имеет защитные блокировки, предусматривающие останов агрегата при нарушении рабочего режима маслосистемы.

В системах смазки ГПА-Ц-16/76 применяется масло ТП-22 ГОСТ 9972-74. [25]

1.4.1 Система смазки двигателя.

Маслосистема двигателя (Приложение 4) выполнена по короткозамкнутой схеме, в которой откачивающие насосы 15, 24, 27, 30 подают масло через масляную центрифугу 25 и маслоохладитель 37 на вход в нагнетающие насосы газогенератора 10 и силовой турбины 31, минуя масляный бак.

Масляный бак 37 служит для возмещения расхода масла из циркуляционного контура.

Маслосистема выполняет следующие функции:

- подвод масла из масляного бака к узлам опор, коробкам приводов и к агрегатам системы регулирования;
- откачку масла из масляных полостей опор;

– суфлирование (отсос масловоздушной смеси) из масляных полостей опор.

Агрегаты системы маслообеспечения размещены в отсеках ГПА.

Работа масляной системы двигателя

Маслосистема осуществляет непрерывную циркуляцию масла в замкнутом контуре. Из масляного бака двигателя масло через открытый клапан подпитки 4 и фильтры 5 подкачивающим насосом 6 под давлением $0,6 \text{ кгс/см}^2$ подается к нагнетающим насосам 10 газогенератора и силовой турбины. Установленный после подкачивающего насоса 6 стояночный клапан 8, предотвращает перетекание масла из бака в двигатель, когда последний не работает.

Нагнетающие насосы 10, 31 подают масло через форсунки к узлам трения. Нагнетающий насос газогенератора подает масло под давлением $3,5\text{--}4,0 \text{ кгс/см}^2$, ограниченным редукционным клапаном 12 через основной фильтр ГГ 13 на смазку опор газогенератора. Нагнетающий насос силовой турбины подает масло под давлением $2,0 \text{ кгс/см}^2$ через фильтр СТ и теплообменник 43 к узлам трения силовой турбины.

Масловоздушная смесь, откачиваемая из масляных полостей, двигателя поступает в центрифугу 25, в которой масло отделяется от воздуха под действием центробежных сил. Далее масло поступает через обратный клапан 36 на охлаждение в маслоохладители 37. Воздух из центрифуги 25 отводится в масляный бак и затем сбрасывается в атмосферу. охлажденное масло через фильтры 33 поступает на вход нагнетающего насоса 10, минуя масляный бак.

Масляный бак двигателя установлен в блоке маслоагрегатов и представляет собой сварной короб емкостью $0,8 \text{ м}^3$. он служит для заполнения и возмещения безвозвратных потерь масла в системе маслоснабжения двигателя. Для подогрева масла перед запуском двигателя в маслобаке установлен электронагреватель ЭН. Перед запуском двигателя температура масла должна быть не менее $15 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Включать обогрев нужно с УПИ А-705 выключение электронагревателя ЭНБД осуществляется

автоматически при температуре масла в МБД 45 °С. Кроме того, при низком уровне масла (менее 100 мм по линейке) и при работе ГПА включение ЭНБД блокируется УЛО.

При работе двигателя подогрев масла в баке осуществляется за счет прокачивания через него масла, отбираемого из магистрали на охлаждение и очистку масла дроссель (10...15 % перелив).

Маслоохладитель 37 представляет из себя аппарат воздушного охлаждения масла, который работает следующим образом. Атмосферный воздух двумя вентиляторами продувается через теплообменные секции, внутри которых течет масло. Поддержание температуры масла происходит за счет автоматического включения двух вентиляторов при повышении температуры перед маслоохладителями 37 до 60 °С. При снижении температуры до 55 °С оба вентилятора отключаются.

В системе имеется байпасная линия маслоохладителей, байпас автоматически способен открывать регулятор температуры РТ, настроенный на температуру 60 °С. В условиях Ямбургского ЛПУ, вследствие снижения надёжности этого участка и отсутствия его практической необходимости - регулятор температуры РТ отключен технологическими заглушками.

В масляных полостях средней и задней опоры газогенератора, коробок приводов, опоры силовой турбины не должно быть повышенного давления, обусловленного тем, что в них происходит нагрев воздуха разбрызгиваемым горячим маслом. При повышении давления в этих полостях масловоздушная смесь может просачиваться в тракт двигателя, а также в атмосферу по фланцам и разъемам. Удаление масловоздушной смеси осуществляется суфлёрами.

Суфлирование масляной полости передней опоры производится откачивающим насосом, установленным в полости этой опоры. Суфлер средней опоры с рабочим колесом лопаточного типа расположен в коробке привода стартера. Проходя через крыльчатку суфлёра 22, воздух отделяется

от масла, а затем с помощью эжектора сбрасывается в тракт за силовой турбиной.

Опоры турбины газогенератора и силовой турбины имеют выносные суфлёры, заблокированные в одном корпусе с откачивающими насосами. Колеса этих суфлёров выполнены из набора гофрированных дисков. Воздух при выходе из суфлёров сбрасывается в маслоуловитель 40, установленный на крышке масляного бака МБД. Маслоуловитель представляет из себя бак-циклон, в котором очистка воздуха происходит вследствие центрифугирования воздушного потока, получившего спирально-винтовое движение. Выделившееся масло сливается в бак двигателя

Параметры работы системы.

Для смазки двигателя применяются масла типа: ТП-22. Через двигатель на режиме максимальной мощности прокачивается до 80-100 кг/мин масла. Давление масла на входе в двигатель на рабочем режиме должно быть в пределах 3,5-4,0 кгс/см². При снижении давления до 2,9 кгс/см² срабатывает предупредительная сигнализация. А при снижении давления до 2,3 кгс/см² – аварийная сигнализация, и двигатель аварийно останавливается.

Давление масла на входе в силовую турбину должно быть не менее 2 кгс/см². При снижении давления до 1,1 кгс/см² срабатывает аварийная сигнализация, и происходит аварийный останов. Повышение давления выше 8 кгс/см² указывает на засорение форсунки подачи масла в опору и требует принятия мер по нормализации работы этого участка системы смазки двигателя.

Температура масла в баке двигателя должна быть не менее 15 °С. Температура масла на входе в двигатель может быть в пределах от 5 °С до 100 °С. При температуре менее 35 °С и более 70 °С срабатывает предупредительная сигнализация.

Температура масла на выходе двигателя должна быть более 100 °С. Температура масла на выходе силовой турбины должна быть не более 100 °С. При достижении температурой величины 125 °С срабатывает

предупредительная сигнализация. А при повышении до 145 °С – аварийная сигнализация, и двигатель аварийно останавливается.

Перепад давлений на фильтре смазки двигателя должен быть не более 0,6 кгс/см². При повышении величины перепада до 1,0 кгс/см² срабатывает предупредительная сигнализация. Уровень масла в масляном баке должен находиться в пределах от 100 до 500 мм по измерительной линейке.

При снижении уровня до 120±20 мм срабатывает предупредительная сигнализация. А при снижении до 20±10 мм срабатывает аварийная сигнализация, и двигатель аварийно останавливается. [2]

1.4.2 Система смазки нагнетателя.

Система маслоснабжения нагнетателя (рис.3) выполнена по разветвленной схеме, в которой часть масла, циркулирующего в системе, отбирается в систему уплотнений. Система смазки обеспечивает подачу масла для смазки и охлаждения двух опорных и одного упорного подшипников нагнетателя, а также торсионного вала.

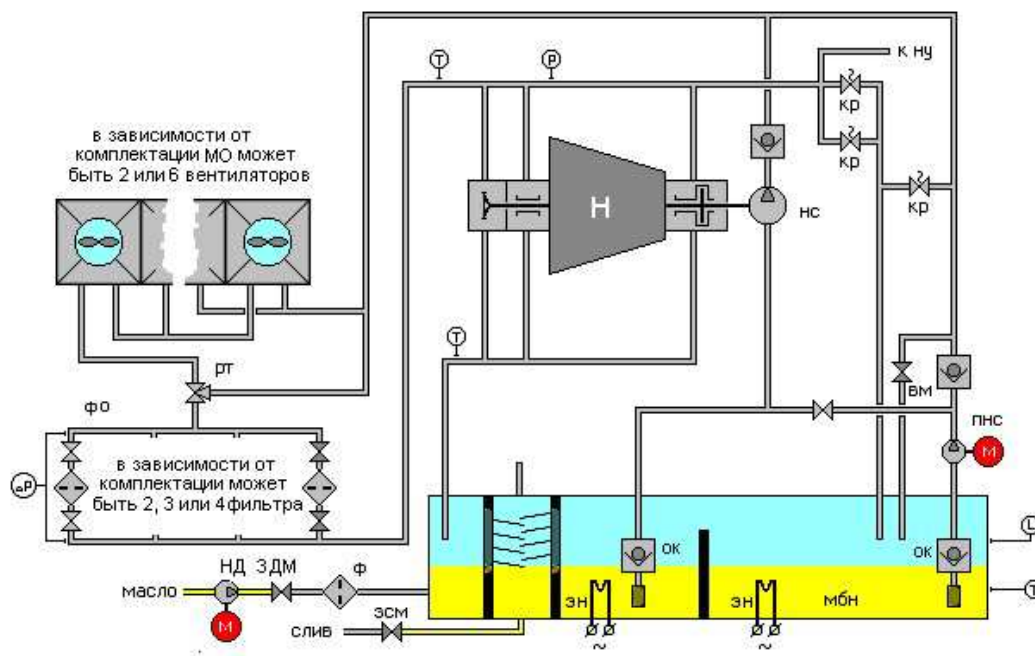


Рис. 3. Схема системы смазки нагнетателя НЦ-16-76.

В состав системы смазки нагнетателя входят следующие агрегаты:

- винтовой пусковой маслонасос с приводом от электродвигателя (ПНС);
- шестеренчатый насос с приводом от вала нагнетателя (НС);
- масляный бак (МБН);
- три аппарата воздушного охлаждения масла (МО);
- масляные фильтры (ФО);
- регулятор температуры (РТ);
- обратные клапаны;
- клапаны редуцирующие (КР);
- узел дозаправки МБН, включающий задвижку (ЗДМ), насос (НД) и фильтр (Ф);
- электроподогреватели масла в баке (ЭН);
- запорная арматура и трубопроводы.

Агрегаты системы смазки размещены в отсеке нагнетателя и маслоагрегатов.

В системе смазки нагнетателя масло забирается из бака главным насосом смазки НС, встроенным в нагнетатель, или пусковым электронасосом смазки ПНС. Через обратные клапаны масло от насосов подается по напорной линии в маслоохладитель.

В системе имеется байпасная линия МО, байпас автоматически способен открывать регулятор температуры РТ, настроенный на температуру 45 °С. В условиях Ямбургского ЛПУ, вследствие снижения надёжности этого участка и отсутствия его практической необходимости - регулятор температуры РТ отключен технологическими заглушками.

После охлаждения масло поступает в блок фильтров тонкой очистки ФТО, состоящий из фильтров со степенью фильтрации 25 мкм. Вентили, установленные на входе и выходе каждого фильтра, обеспечивают его отключение на регенерацию. В зависимости от заводской комплектации могут быть установлены 2, 4 или 3 фильтра с соответственного 4, 8 или 18 фильтроэлементами Реготмас 631-01-06.

Охлажденное и очищенное масло поступает в коллектор смазки нагнетателя с давлением $1,2 \div 2,0 \text{ кгс/см}^2$. Регулирование давления масла в коллекторе и за пусковым насосом смазки ПНС производится редукционными клапанами КР за счет частичного сброса масла в бак. Клапан, установленный на линии подачи масла к маслоохладителю, настроен на давление $5,0 \div 6,0 \text{ кгс/см}^2$. А клапаны, установленные в коллекторе смазки, настроены соответственно на давление $1,2 \div 2,0 \text{ кгс/см}^2$ и $3,0 \div 4,0 \text{ кгс/см}^2$.

Из коллектора часть масла направляется в систему уплотнений нагнетателя. остальное подается к узлам смазки. Слив масла из нагнетателя производится в масляный бак нагнетателя МБН.

Масляный бак МБН установлен на раме в отсеке нагнетателя и представляет собой сварной короб емкостью $4,3 \text{ м}^3$. он предназначен для заполнения маслом системы смазки и уплотнения нагнетателя, обновления масла и возмещения безвозвратных потерь в системе.

Для подогрева масла перед запуском газоперекачивающего агрегата в баке установлены два электронагревателя ЭН с суммарной мощностью 20 кВт.

Перед запуском двигателя температура масла должна быть не менее 15°C . Включать обогрев нужно с УПИ А-705 выключение электронагревателя ЭН осуществляется автоматически при температуре масла в МБД 45°C . Кроме того, при низком уровне масла (менее 100 мм по линейке) и при работе ГПА включение ЭН блокируется УЛО.

Для ускорения прогрева масла в баке при достижении температуры 15°C необходимо открыть вентиль ВМ и включить пусковой насос смазки ПНС.

Поддержание температуры масла на смазку подшипников нагнетателя в пределах $35 \div 55^\circ\text{C}$ осуществляется за счет охлаждения масла в маслоохладителе МО. Маслоохладитель представляет из себя три аппарата воздушного охлаждения масла. Первые два включены последовательно, а

третий параллельно с ним. Регулирование температуры происходит автоматически включением двух или шести (в зависимости от конструкции МО) вентиляторов. Вентиляторы включаются при повышении температуры до 45 °С, отключаются при 40 °С.

Автоматическое включение пускового насоса смазки ПНС происходит при запуске газоперекачивающего агрегата, холодной прокрутке двигателя, комплексной проверке газовых кранов, нормальной и аварийной остановке агрегата. А также при снижении давления масла смазки нагнетателя до 1,2 кгс/см² на работающем агрегате.

Автоматическое отключение пускового насоса смазки ПНС происходит при запуске агрегата через 10 секунд после достижения валом компрессора высокого давления 5800 об/мин и по окончании нормальной и аварийной остановки агрегата.

Параметры работы системы смазки нагнетателя.

Давление масла смазки нагнетателя должно быть в пределах 1,2 ÷ 2,0 кгс/см². При снижении давления до 1,2 кгс/см² срабатывает предупредительная сигнализация. А при снижении давления до 0,8 кгс/см² – аварийная сигнализация, и газоперекачивающий агрегат аварийно останавливается.

Температура масла в баке должна быть не менее 15 °С. Температура масла на входе нагнетателя должна быть не более 55 °С. При повышении температуры до 65 °С или снижении до 35 °С срабатывает предупредительная сигнализация.

Температура масла на выходе нагнетателя (сливе из переднего, заднего и упорного подшипников) должна быть не более 75 °С. При повышении температуры более 75 °С срабатывает предупредительная сигнализация. А при повышении температуры до 80 °С срабатывает аварийная сигнализация, и выполняется аварийный останов.

Перепад давлений на фильтрах смазки должен быть не более $2,0 \text{ кгс/см}^2$. При повышении перепада до величины $2,0 \text{ кгс/см}^2$ срабатывает предупредительная сигнализация.

Уровень масла в масляном баке нагнетателя должен быть в пределах 150-250 мм по измерительной линейке. При снижении уровня до $150 \pm 20 \text{ мм}$ срабатывает предупредительная сигнализация. А при снижении ниже $30 \pm 20 \text{ мм}$ срабатывает аварийная сигнализация, и агрегат аварийно останавливается[12].

1.4.3 Система уплотнения нагнетателя.

Система уплотнения нагнетателя НЦ-16-76 (рис. 4) предназначена для предотвращения прорыва газа из корпуса нагнетателя в контейнер агрегата. Выполнена по разветвленной схеме, в которой часть масла, циркулирующего в системе смазки, отбирается на вход основного насоса уплотнения.

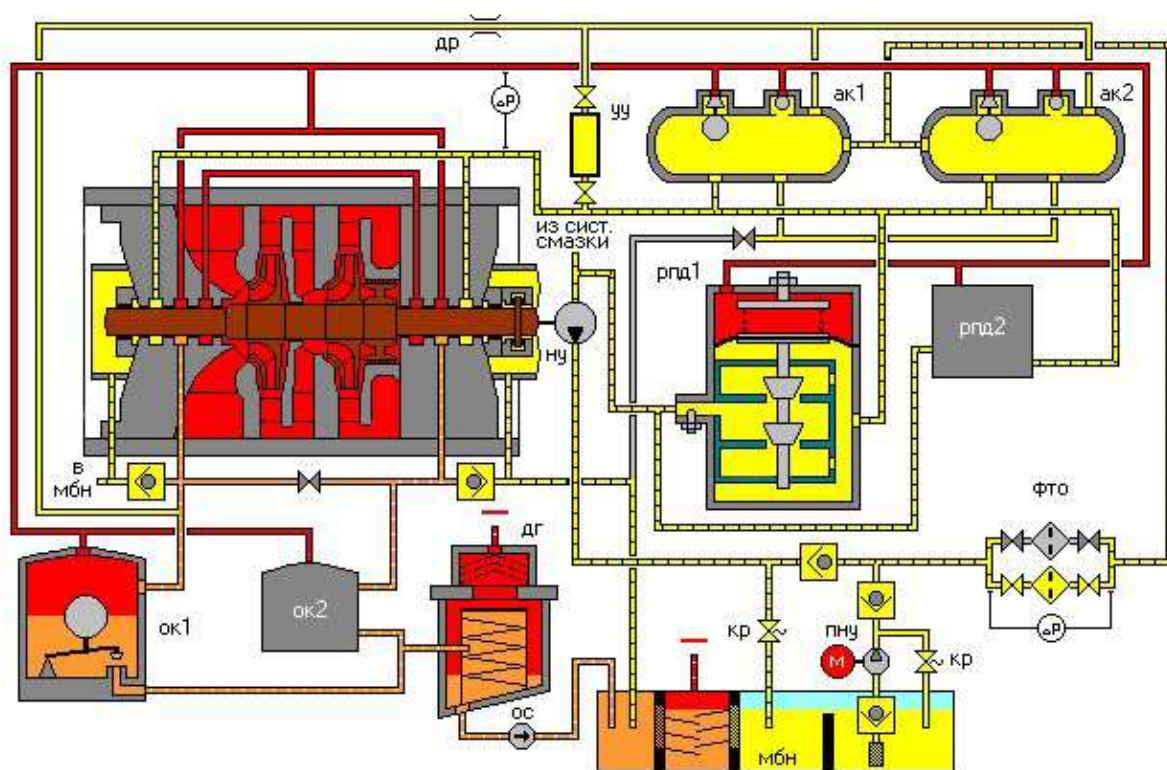


Рис 4. Система уплотнения нагнетателя НЦ 16/76

В состав системы уплотнения нагнетателя входят следующие основные элементы:

- винтовой пусковой маслонасос (ПНУ) с приводом от электродвигателя;
- винтовой насос с приводом от вала нагнетателя (НУ);
- масляный бак (МБН);
- фильтры тонкой очистки масла (ФТО);
- один (или два в зависимости от конструкции) регулятора перепада давлений "масло-газ" (РПД1, РПД2);
- два гидроаккумулятора масла (АК1, АК2);
- проточный указатель уровня масла в гидроаккумуляторах (УУ);
- две маслоотводные (поплавковые) камеры (ОК1, ОК2);
- дегазатор (ДГ);
- клапаны редуцирующие (КР);
- трубопроводы с запорной арматурой и обратными клапанами.

Агрегаты системы уплотнения размещены в отсеке нагнетателя.

Работа системы уплотнения.

Масло в систему уплотнений подается главным насосом уплотнения НУ, приводимым от вала нагнетателя, из системы смазки или пусковым электронасосом уплотнения ПНУ из масляного бака МБН и через обратные клапаны направляется в фильтры тонкой очистки ФТО. Из фильтров масло подается в проточные гидроаккумуляторы АК1, АК2, предназначенные для подачи масла в уплотнение нагнетателя при аварийной остановке нагнетателя. В обоих аккумуляторах имеются клапаны, предназначенные для выпуска воздуха (газа) при заполнении их маслом и для сообщения с газовой полостью нагнетателя при аварийном маслоснабжении уплотнений.

Для контроля уровня масла в аккумуляторах имеется указатель уровня УУ проточного типа. Сброс воздуха (газа) из гидроаккумуляторов АК1, АК2, производится через дроссель ДР в маслоотводные камеры.

Из гидроаккумуляторов масло направляется в уплотнение нагнетателя и к регулятору перепада давлений «масло-газ» РПД1 (при наличии может работать резервный РПД2). Регулятор поддерживает постоянное превышение давления масла над газом на всех режимах работы агрегата за счет изменения сброса (слива) части масла, подаваемого в систему насосами. Масло, сливаемое через регулятор перепада давлений РПД, направляется в коллектор смазки нагнетателя.

В уплотнениях нагнетателя масло разделяется на два потока:

- большая часть масла под действием перепада давлений между маслом и атмосферой проходит по зазору между уплотнительными кольцами и ротором в сторону свободного слива, где смешивается с маслом, отводимым от подшипников, и сливается в маслобак;

- меньшая часть масла под действием перепада давлений между маслом и газом проходит по зазору между уплотнительными кольцами и ротором в сторону газовой полости нагнетателя, смешивается в уплотнительной камере с газом и под давлением сливается в маслоотводные камеры ОК1, ОК2.

Сливные линии соединены между собой трубопроводом с вентилем, открытие которого дает возможность слива масла из уплотнений через любую из двух маслоотводных камер при одной неработающей.

В отводных камерах масло частично освобождается от газа, а затем направляется в дегазатор ДГ. В дегазаторе масло окончательно освобождается от газа и без избыточного давления сливается в маслобак. Газ из дегазатора ДГ сбрасывается в атмосферу через свечу.

Пусковой насос ПНУ предназначен для создания давления в системе во время пуска и останова агрегата. Автоматически включается при пуске газоперекачивающего агрегата, холодной прокрутке двигателя, нормальной или аварийной остановке, комплексной проверке газовых кранов. А также при снижении перепада давлений «масло-газ» до величины $0,5 \text{ кгс/см}^2$ на работающем агрегате. Автоматически отключается при запуске агрегата

после достижения валом компрессора высокого давления частоты вращения 5800 об/мин и при снижении давления газа в полости нагнетателя менее 5 кгс/см² после остановки газоперекачивающего агрегата.

Параметры работы системы

Перепад давлений «масло-газ» на работающем агрегате должен поддерживаться в пределах 1,2 ÷ 2,5 кгс/см². При снижении перепада давлений до 0,5 кгс/см² срабатывает предупредительная сигнализация, и должен включиться пусковой насос уплотнения ПНУ. При снижении перепада до 0,3 кгс/см² срабатывает аварийная сигнализация, и агрегат аварийно останавливается.

Перепад давлений на фильтрах тонкой очистки должен быть не более 6,0 кгс/см². При повышении величины перепада до 8,0 кгс/см² срабатывает предупредительная сигнализация. Фильтроэлементы Реготмас 631-01-19 обеспечивают тонкость фильтрации 10 мкм.

2. ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

2.1. Выбор технологических решений.

Модернизация ГПА и реконструкция компрессорных станций в связи с необходимостью обеспечения транспорта перспективных потоков газа, обеспечением стабильной работы, технической и экологической безопасности работы газотранспортных систем, а так же экономии материальных и энергетических ресурсов в процессе эксплуатации, является одной из важнейших задач как для всей газовой отрасли так и для ООО «Газпром трансгаз Югорск».

Для принятий оптимальных решений по повышению технологического уровня ГПА и выбора оптимального варианта модернизации оборудования компрессорных станций при минимальном уровне строительно-монтажных работ и капитальных вложений выполнен анализ технических решений, обзор технической и научной литературы на тему модернизации оборудования компрессорных цехов.

Основные решения модернизации оборудования компрессорной станции вытекают из следующих способов и вариантов модернизации:

Повышение технического уровня ГПА путем замены физически изношенных его систем. Такой подход целесообразен в том случае, если в ГПА вносятся принципиальные изменения, улучшающие технико-экономические показатели агрегатов, например, внедряется регенерация тепла выхлопных газов. В том случае, когда технико-экономические показатели не улучшаются, а только восстанавливаются до исходных значений, такой подход к модернизации является неприемлемым.

Модернизация агрегатов путем замены малоэффективных газотурбинных приводов на современные приводы судового и авиационного типа. Этот способ наименее трудоемкий и затратный, так как модернизации подлежит только привод, нагнетатель с обвязкой остаются неизменными.

Такой способ наиболее приемлем для компрессорных станций оснащенных ГПА с полнонапорными нагнетателями. Основой реализации указанного направления является наличие серийного производства современных газотурбинных приводов. [3]

К преимуществам такого пути модернизации относятся следующие особенности:

- использование существующих зданий и фундаментов, что обеспечивают экономию капитальных вложений;
- не требуются строительные работы;
- используется часть оборудования компрессорной станции (склад масел, воздухоприемные и газовыхлопные системы, трубопроводы и арматура и т.д.);
- повышается надежность работы компрессорной станции за счет мощностного запаса агрегатов;
- уменьшаются потери газа и повышается эффективный расход топлива компрессорной станции. При указанном пути модернизации, для обеспечения транспорта заданных объемов газа, модернизация выполняется в несколько этапов, заключающихся в последовательной замене ГПА при работающей компрессорной станции.

Строительство новых компрессорных цехов, оснащенных высокоэффективными ГПА. Этот способ реконструкции применим в том случае, если имеется свободная площадка в районе действующей компрессорной станции, а остановка некоторых ГПА невозможны по режиму работы магистрального трубопровода. [13]

Конструктивные особенности модернизации ГПА должны отвечать ряду требований:

- объем строительно-монтажных работ должен быть минимальным, а монтируемое оборудование должно устанавливаться на существующие фундаменты и стыковаться с уже имеющимся оборудованием компрессорной станции.

- параметры основного оборудования должны соответствовать режимам работы компрессорной станции.
- масса оборудования или его отдельных модулей должна позволять осуществлять монтаж существующими грузоподъемными средствами.
- технико-экономический уровень оборудования должен соответствовать современному уровню. [16]

Исходя из соображений минимизации капиталовложений и поддержания заданного режима работы цеха №1 в выпускной квалификационной работе выбран вариант модернизации двигателя (газогенератора) НК-16СТ без остановки или уменьшения транспорта газа.

Был выбран газотурбинный двигатель НК-16-18СТ предназначен для использования в качестве привода нагнетателя ГПА-Ц-16 вместо двигателя НК-16СТ.

Газотурбинный двигатель НК-16-18СТ является модификацией газотурбинного двигателя НК-16СТ с введенными конструктивными изменениями, обеспечивающими повышенную мощность до 18 МВт, повышенный КПД 31%, улучшенные экологические характеристики, наличие противоэрозионных мероприятий по компрессору высокого давления, мероприятий по камере сгорания, по турбине высокого давления, улучшение центровки двигателя.

Повышенная мощность достигается за счет измененной программы регулирования газогенератора, обеспечиваемой агрегатом РО-16Ф, введением узлов с мероприятиями, повышающих надежность двигателя, его экономичность.

В конструкцию газогенератора двигателя НК-16-18СТ введены следующие конструктивные изменения (по сравнению с газогенератором двигателя НК-16СТ):

- Стальной статор компрессора высокого давления (7, 8, 9 ступени) вместо титанового, мероприятия, предотвращающие эрозионный износ лопаток направляющих аппаратов.

- Силовая обечайка, увеличивающая жесткость статора компрессора высокого давления, что дает возможность уменьшить радиальные зазоры между рабочими лопатками и корпусом, повышает КПД компрессора.

- Многофорсуночная камера сгорания с повышенной полнотой сгорания, снижающей содержание окиси углерода в выхлопных газах двигателя (139 форсунки вместо 32 горелок)

- Сопловой аппарат 1 ступени турбины высокого давления с нижним подводом охлаждающего воздуха и секционными лопатками (по 3 лопатки на секции). Указанная конструкция исключает засорение отверстий в дефлекторе лопаток, увеличивает КПД турбины за счет уменьшения количества стыков между полками лопаток.

- Задняя подвеска газогенератора двигателя крепиться на двух шарнирных подвесках (вместо подвески на арке) с помощью регулируемых тендеров, позволяющих за счет поворота в сферических подшипниках обеспечить тепловое расширение деталей и узлов двигателя как в продольном, так и в поперечном направлениях. При этом вертикальное положение продольной оси остается практически неизменным

- Введены фиксаторы продольной оси газогенератора и дополнительный фиксатор на оболочке свободной турбины для восприятия крутящего момента при работе двигателя. Фиксаторы устанавливаются на рамах газогенератора и свободной турбины.

- Установлен коллектор для изменения температуры газов перед свободной турбиной из восьми термопар вместо четырех, позволяющий

производить измерения как средней температуры выходящих газов, так и по отдельным термопарам, что повышает достоверность измерения и контроля температуры выходящих газов перед свободной турбиной. [18]

Общие сведения

1. Двигатель НК-16-18СТ предназначен для привода газоперекачивающего агрегата ГПА-Ц-16.

2. Газотурбинный двигатель НК-16-18СТ, работающий на природном газе создан на базе НК-16СТ и авиационного двигателя НК-8-2У и состоит из двух модулей:

- Двигатель НК-16-18СТ(газогенератор),
- Свободной турбины 16-СТ(16-18СТ) с выходного вала которой снимается мощность привода нагнетателя ГПА. [26]

3. Газогенератор и свободная турбина имеют собственные рамы, что позволяет, при необходимости, заменять как двигатель в целом, так и отдельно газогенератор или свободную турбину.

4. На двигателе предусмотрены системы запуска, контроля, защиты и сигнализации, обеспечивающие автоматический запуск, обнаружение неисправностей и отклонений параметров на работающем двигателе, а также система противообледенения, позволяющая работать двигателю в любых метеоусловиях.

5. На двигателе расположены смотровые лючки, которые позволяют оптическими приборами контролировать состояние газовоздушного тракта.[8]

На первом этапе модернизации устанавливается двигатель НК-16-18СТ на 13 и 15 ГПА. На втором этапе на 11 ГПА. На третьем на 12 и 14 ГПА.

2.2 Расчет компрессорного цеха до модернизации.

Исходная информация для расчетов получена из диспетчерских данных за февраль, март, апрель 2017 г.

Рабочее давление $P_f=7,35$ МПа.

Давление перед станцией $P_n=3,95$ МПа.

Температура газа на входе в КС равна $T_n = T_o$.

ГПА типа ГПА-Ц-16 (3+2), схема соединения параллельная[9]

Тип	N_e^H , кВт	T_3^H , К	n_H , мин ⁻¹	n_{max} , мин ⁻¹	n_{min} , мин ⁻¹	η_e^H	k_t	k_N	η_m	$q_{ТГ}^H$, тыс. м ³ /час
ГПА-Ц-16	16000	288	4900	5565	3975	0,29	2,8	0,95	0,993	6,5

центробежный нагнетатель НЦ-16/76 [1]

T_{up}	$z_{ПР}$	$R_{ПР}$, Дж/(кг К)	$T_{ПР}$, К
ГПА-Ц-16	0,901	505,8	288

Пылеуловители типа ГП-144.00.000 в количестве 6 штук.

Район прохождения трассы МГ – п. Ямбург.

Средняя температура грунта на глубине залегания трубопровода за февраль март апрель $T_a = -1,7$ °С;

Потери давления во входном коллекторе КС $\Delta P_e = 0,12$ МПа.

Потери давления в выходном коллекторе КС $\Delta P_n = 0,11$ МПа.

Потери на фильтрах – сепараторах (прил. 3) $\Delta P_{ny} = 0,02$ МПа

Потери на пылеуловителях (прил.2) $\Delta P_{\phi c} = 0,03$ МПа

относительная плотность газа $\Delta = 0,56$.

2.2.1 Расчёт физических свойств газа на входе нагнетателя.

Физические свойства рассчитываем при условиях входа в нагнетатель.

Базовой величиной является плотность газа при стандартных условиях: $T=273$ К и $P=0,1013$ МПа.

Учитывая, что относительная плотность газа Δ определяется соотношением

$$\Delta = \frac{\rho}{\rho_B} \quad (2.1)$$

Плотность газа при стандартных условиях определится следующей зависимостью

$$\rho_{ст} = \rho_{вст} \cdot \Delta = 1,205\Delta \quad (2.2)$$

где ρ , $\rho_{в}$ - плотность газа и воздуха;

$\rho_{ст}$, $\rho_{вст}$ - плотность газа и воздуха при стандартных условиях.

Принимаем относительную плотность $\Delta = 0,56$. Тогда:

$$\rho_{ст} = 1,205 \cdot 0,56 = 0,6748 \text{ кг / м}^3$$

Плотность газа при любых значениях давления и температуры определяется из уравнения состояния газа

$$PV = zRT \quad (2.3)$$

где P - давление газа на входе в нагнетатель, Па;

$V = 1 / \rho$ - удельный объем газа, м³ / кг;

T - температура газа на входе в нагнетатель, К;

R - газовая постоянная, Дж / (кг К),

(2.4)

$$R = \frac{271,3}{0,56} = 484,5$$

Температуру газа на входе в нагнетатель T_n принимаем равной $T_0 = 271,3 \text{ К}$.

Давление газа перед компрессорной станцией $P_n = 3,95 \text{ МПа}$.

Давление газа на входе в нагнетатель $P_{2\phi}$ принимаем с учетом потери давления во входном коллекторе компрессорной станции $\Delta P_{в} = 0,12 \text{ Мпа}$, на пылеуловителях $\Delta P_{ny} = 0,03 \text{ Мпа}$ и фильтрах – сепараторах $\Delta P_{\phi c} = 0,02 \text{ Мпа}$.

$$P_{2\phi} = 3,95 - 0,12 - 0,02 - 0,03 = 3,78 \text{ МПа}.$$

z - коэффициент сжимаемости (сверх сжимаемости) газа, показывающий отношение объема реального газа к объему идеального газа.

В условиях МГ сжимаемость реального газа больше сжимаемости идеального газа и поэтому коэффициент сжимаемости всегда меньше единицы.

Повышение давления и снижение температуры сопровождается уменьшением коэффициента сжимаемости газа.

С достаточной для инженерных расчетов точностью коэффициент сжимаемости газа можно определить с помощью зависимости:

$$z = 1 - \frac{0,0241P_{\text{пр}}}{\tau} \quad (2.5)$$

τ - функция, учитывающая влияние температуры,

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot T_{\text{пр}} + 0,78 \cdot T_{\text{пр}}^2 + 0,0107 \cdot T_{\text{пр}}^3 \quad (2.6)$$

где $P_{\text{пр}} = P / P_{\text{кр}}$ - приведенное давление газа;

$T_{\text{пр}} = T / T_{\text{кр}}$ - приведенная температура газа;

где $P_{\text{кр}}$ - критическое давление газа, МПа;

$T_{\text{кр}}$ - критическая температура газа, К.

P, T – значения давления и температуры газа.

$P_{\text{кр}}$ и $T_{\text{кр}}$ - критические значения давления и температуры газа, характеризующие возможность перехода газа в жидкость.

Критические значения давления и температуры газа выражаются через плотность газа при стандартных условиях

$$P_{\text{кр}} = 0,1775(26,831 - \rho_{\text{см}}), \text{ МПа} \quad (2.7)$$

$$T_{\text{кр}} = 156,24(0,564 + \rho_{\text{см}}) \text{ К}. \quad (2.8)$$

$$P_{\text{кр}} = 0,1775(26,831 - 0,6748) = 4,64 \text{ МПа},$$

$$T_{\text{кр}} = 156,24(0,564 + 0,6748) = 193,55 \text{ К}.$$

Значения $T_{\text{пр}}, P_{\text{пр}}$ и z находим для условий входа ($P_{2\theta} = 3,78$ МПа, $T_{2\theta} = 271,3$ К) в нагнетатель

$$P_{np} = 3,78 / 4,64 = 0,815; T_{np} = 271,3 / 193,55 = 1,40$$

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot 1,40 + 0,78 \cdot 1,40^2 + 0,0107 \cdot 1,40^3 = 0,2.$$

$$z_b = 1 - \frac{0,0241 \cdot 0,815}{0,2} = 0,902$$

2.2.2 Расчёт степени сжатия до модернизации.

Давление является основным параметром, по которому контролируется режим работы трубопровода.

Т.к. ГПА-Ц-16 являются полнонапорными, то число ступеней степени сжатия КС будет равна единице. Выбираем схему расположения ГПА – параллельной.

Степень сжатия станции, составит:

$$\varepsilon_k = \frac{P_1}{P_2} \quad (2.9)$$

Находим располагаемую мощность ГПА-Ц-16:

$$N_e^p = N_e^H \cdot k_n \cdot k_{об} \cdot k_y \cdot (1 - k_t \cdot \frac{T_3 - T_3^H}{T_3}) \cdot \frac{P_a}{0,1013} \quad (2.10)$$

где N_e^H – номинальная мощность ГТУ, КВт. Принимаем по [9],
 $N_e^H = 16000 \text{ КВт}.$

k_n – коэффициент, учитывающий техническое состояние ГТУ.

k_t – коэффициент, учитывающий влияние температуры наружного воздуха;

k_y – коэффициент, учитывающий влияние системы утилизации тепла
 ВЫХЛОПНЫХ ГАЗОВ;

$k_{об}$ – коэффициент, учитывающий влияние противообледенительной

системы. Коэффициент $k_{об}$ принимается равным 1 при отсутствии противообледенительной системы и при температуре на входе осевого компрессора выше 5 °С. При прочих условиях можно принять $k_{об} = 0,9$;

P_a – расчетное давление наружного воздуха

T_z и T_z'' – расчетная и номинальная температура газа на входе в ГПА.

$$T_z = T_a + \delta T_a \quad (2.11)$$

где T_a – средняя температура грунта на глубине залегания трубопровода в рассматриваемый период, К.

δT_a – поправка на изменчивость климатических параметров и местный подогрев наружного воздуха на входе в ГТУ.

Принимаем по [9] след. величины: $k_n = 0,95$ $k_t = 2,8$; $k_y = 0,985$; $k_{об} = 1$;

$P_a = 0,0997$ $T_z'' = 288\text{K}$; $\delta T_a = 5\text{K}$.

T_a принимаем равную 271,3 К

$$T_z = 271,3 + 5 = 276,3\text{K}$$

$$N_e^p = 16000 \cdot 0,95 \cdot 0,9 \cdot 0,985 \cdot (1 - 2,8 \cdot \frac{276,3 - 288}{276,3}) \cdot \frac{0,0997}{0,1013} = 14834,4 \text{ кВт}$$

Т.к. значение располагаемой мощности не превышает значение номинальной более, чем на 15% ($N_e^p = 14834,4 < 1,15 N_e^H = 18400$ кВт), то принимаем полученное значение располагаемой мощности $N_e^p = 14834,4$ кВт.

Из газодинамической характеристики нагнетателя ГПА-Ц-16 (Приложение А) для получения оптимальной степени сжатия на выходе КС принимаем минимальной приведённую производительность $Q_{min} = 5,5 \text{ м}^3/\text{с}$, которая соответствует безпомпажному режиму работы.

По условию удалённости режима работы нагнетателя от границы помпажа:

$$\frac{Q_{np}}{Q_{np}^1} \geq 1,1; \quad (2.12)$$

где Q_{np}^1 – минимальное значение из приведенной характеристики.

Принимаем $Q_{np}^1 = Q_{ПП\min} = 330 \text{ м}^3 / \text{сут}$

Q_{np} – реальное значение приведенной производительности, $\text{м}^3 / \text{мин}$.

С учетом условия (2.12) принимаем $Q_{np} = 1,1 Q_{np}^1 = 1,1 \cdot 5,5 = 6,05 \text{ м}^3 / \text{с}$.

Из [9], потребляемая мощность N_D определяется из уравнения:

$$N_D = \frac{N_i}{0,95 \cdot \eta_M} \quad (2.13)$$

где N_i – внутренняя мощность нагнетателя, кВт;

η_M - механический КПД ГТУ. По [9], принимаем $\eta_M = 0,99$.

Из условия $N_D \leq N_p$ принимаем $N_D = N_p$. Тогда:

$$N_i = 0,95 \cdot N_p \cdot \eta_M; \quad (2.14)$$

$$N_i = 0,95 \cdot 14834,4 \cdot 0,99 = 13951,7 \text{ кВт}$$

Найдем отношение фактической частоты n к номинальной частоте вращения ротора нагнетателя n_n при Q_{np} из уравнения внутренней мощности нагнетателя N_i :

$$N_i = \left[\frac{N_i}{\rho_\epsilon} \right] \cdot \rho_\epsilon \left(\frac{n}{n_n} \right)^3 \quad (2.15)$$

где $[\frac{N_i}{\rho_\epsilon}]$ – приведенная мощность нагнетателя, кВт. Для $Q_{np}=6,05$

м³/мин из газодинамической характеристики $[\frac{N_i}{\rho_\epsilon}]=381$ кВт;

ρ_ϵ – плотность газа при условиях входа в нагнетатель, кг/м³.

$$\rho_\epsilon = \frac{P_\epsilon}{Z_\epsilon \cdot R \cdot T_\epsilon} \quad (2.16)$$

где P_ϵ – давление (абсолютное) газа на входе нагнетателя;

T_ϵ – температура газа на входе нагнетателя;

Z_ϵ – коэффициент сжимаемости газа при условиях входа в нагнетатель;

$$\rho_\epsilon = \frac{3,78 \cdot 10^6}{0,902 \cdot 484,5 \cdot 271,3} = 31,9 \text{ кг} / \text{м}^3;$$

$$N_i = 13951,7$$

$$\frac{n}{n_n} = \sqrt[3]{\frac{N_i}{[\frac{N_i}{\rho_\epsilon}] \cdot \rho_\epsilon}} \quad (2.17)$$

$$\frac{n}{n_n} = \sqrt[3]{\frac{13951,7}{381 \cdot 31,9}} = 1,04 \text{ об} / \text{мин};$$

Из [9], $n_n = 4900$ об/мин;

$n = n_n \cdot 1,06 = 4900 \cdot 1,04 = 5096$ об / мин – фактическая частота оборотов ротора нагнетателя.

Приведенную частоту вращения рабочего колеса ЦН находим из:

$$\left[\frac{n}{n_n}\right] = \frac{n}{n_n} \sqrt{\frac{T_{np} \cdot Z_{np} \cdot R_{np}}{T_{\epsilon} \cdot Z_{\epsilon} \cdot R}} \quad (2.18)$$

где T_{np}, Z_{np}, R_{np} – приведенные параметры нагнетателя.

$$\left[\frac{n}{n_n}\right] = 1,04 \sqrt{\frac{288 \cdot 0,901 \cdot 505,8}{271,3 \cdot 0,902 \cdot 484,5}} = 1,1$$

Приведенную степень сжатия ЦН ϵ_{np} определяем при $Q_{np} = 6,05 \text{ м}^3/\text{с.}$, степень сжатия принимаем по приведенной характеристики нагнетателя при $\left[\frac{n}{n_n}\right]_{np} = 1,1$ и она равна $\epsilon_{np} = 1,56$.

$$\epsilon_n = \left[\frac{T_{np} Z_{np} R_{np}}{T_{\epsilon} Z_{\epsilon} R} \left(\frac{n}{n_n}\right)^2 \left(\epsilon^{\frac{K-1}{K \cdot \eta_n}} - 1\right) + 1 \right]^{\frac{K \cdot \eta_n}{K-1}} \quad (2.19)$$

где η_n – политропический КПД нагнетателя, который находим из газодинамической характеристике при $Q_{np} = 6,05 \text{ млн.м}^3/\text{сут.}$: $\eta_n = 0,82$

K – показатель адиабаты сжатия. По [1], $K=1,31$.

$$\epsilon_n = \left[\frac{288 \cdot 0,901 \cdot 505,8}{271,3 \cdot 0,902 \cdot 484,5} (1,04)^2 (1,56)^{\frac{1,31-1}{1,31 \cdot 0,82}} - 1 \right] + 1 = 1,65$$

Находим давление на выходе из КС:

$$P_1 = \epsilon_n (P_H^{зад} - \Delta P_{\epsilon} - \Delta P_{ny} - \Delta P_{\phi c}) - P_n - P_A$$

$$P_1 = 1,65 \cdot (3,95 - 0,12 - 0,03 - 0,02) - 0,11 - 0,0997 = 6,02 \text{ МПа.}$$

Степень сжатия станции.

$$\epsilon_{\kappa} = \frac{6,02}{3,95} = 1,52$$

Коммерческую производительность ЦН Q определим из уравнения производительности ЦН при стандартных условиях Q_{ϵ} :

$$Q_{\epsilon} = \frac{Q \cdot 10^6 \cdot \rho_{cm}}{86400 \cdot \rho_{\epsilon}} \quad (2.20)$$

Из уравнения (2.20):

$$Q = \frac{Q_{\epsilon} \cdot 86400 \cdot \rho_{\epsilon}}{10^6 \cdot \rho_{cm}} \quad (2.21)$$

Производительность при стандартных условиях Q_{ϵ} будет определяться как:

$$Q_{\epsilon} = Q_{np} \frac{n}{n_n} \quad (2.22)$$

$$Q_{\epsilon} = 6,05 \cdot 1,04 = 6,292 \text{ м}^3 / \text{с}$$

$$Q = \frac{6,292 \cdot 86400 \cdot 31,9}{0,6748 \cdot 10^6} = 25,7 \text{ млн. м}^3 / \text{сут.}$$

Т.к. количество рабочих ГПА $n=3$ и схема расположения – параллельная, то коммерческая производительность станции Q_{cm} будет определяться так:

$$Q_{cm} = Q \cdot n - Q_{тг}; \quad (2.23)$$

$$Q_{cm} = 25,7 \cdot 3 - 0,439 = 76,66 \text{ млн. м}^3 / \text{сут.}$$

Расход топливного газа можно определить по формуле:

$$q_{тг} = q_{m_2}^n \cdot \left(0,75 \cdot \frac{N}{N_e^n} + 0,25 \cdot \sqrt{\frac{T_3}{T_3^n}} \cdot \frac{P_{am}}{0,1013} \right) \quad (2.24)$$

$$q_{тг} = 6,5 \cdot \left(0,75 \cdot \frac{14834,4}{16000} + 0,25 \cdot \sqrt{\frac{276,3}{288}} \cdot \frac{0,0997}{0,1013} \right) = 6,09 \text{ тыс. м}^3 / \text{ч}$$

общий расход газа для трех ГПА

$$Q_{тг} = \frac{q_{тг} \cdot n}{10^3} \cdot 24 = 0,0183 \cdot 24 = 0,439 \text{ млн м}^3 / \text{сут.}$$

Газ, поступающий на КС с температурой T_H , при компримировании нагревается до температуры T_I :

$$T_I = T_H \cdot \varepsilon^{\frac{K-1}{K \cdot \eta_{II}}} \quad (2.25)$$

$$T_I = 271,3 \cdot 1,65^{\frac{1,31-1}{1,31 \cdot 0,82}} = 313,4 K$$

2.2.3. Расчет АВО до модернизации.

Станция оборудована АВО, то:

$$T_1^* = T_1 - Q_0 k_{A2} \cdot \frac{n_2 + k_{A1} \cdot n_1 + k_{A0} \cdot n_0}{G c_{pm}} \quad (2.26)$$

где Q_0 - теоретический теплосъем с одного АВО при двух работающих вентиляторах, Вт;

T_1 -температура газа при выходе из КЦ:

T_a -температура окружающего воздуха:

$T_{1\delta}$ -температура с учетом поправочного коэффициента:

$$T_{1\delta} = T_a + \delta T_a = 271,3 + 5 = 276,3 K$$

T_2 – температура в АВО

$$T_2 = T_{1\delta} + 15 = 276,3 + 15 = 291,3 K$$

T -средняя температура в АВО:

$$P = P_1, T = 0,5(T_2 + T_1),$$

$$T = 0,5(291,3 + 313,4) = 302,35$$

$$C_p = 1,696 + \frac{1,898 \cdot T}{1000} + \frac{1,96 \cdot 10^6 \cdot (P_1 - 0,1)}{T^3}$$

$$C_p = 1,696 + \frac{1,898 \cdot 302,35}{1000} + \frac{1,96 \cdot 10^6 \cdot (6,02 - 0,1)}{302,35^3} = 2,69$$

Массовый расход 1-ой АВО:

$$G_1 = \frac{Q_{cm} \cdot \rho_{cm} \cdot 10^6}{3600 \cdot 24 \cdot n}$$

где n- число АВО

$$G_1 = \frac{76,66 \cdot 0,6748 \cdot 10^6}{3600 \cdot 24 \cdot 28} = 21,5$$

Массовый расход всех АВО:

$$G = G_1 \cdot n$$

$$G = 21,5 \cdot 28 = 602 \text{ кг/с}$$

k_{A2}, k_{A1}, k_{A0} коэффициенты тепловой эффективности АВО при 1,2 и 0 работающих вентиляторах;

n_2, n_1, n_0 - количество АВО, работающих с 2,1 и 0 вентиляторов;

G-массовый расход газа через АВО, кг/с;

C_{pm} – теплоемкость газа при условиях АВО, Дж/(кг·град)

Для АВО 2АВГ-75 Q_0 можно определить из следующей зависимости:

$$Q_0 = \frac{160 - (T_1 - T_A)}{1 + \frac{130}{c_p \cdot G_1}},$$

$$Q_0 = \frac{160 \cdot (313,4 - 271,3)}{1 + \frac{130}{2,69 \cdot 21,5}} = 2072$$

где Q_0 – теплоемкость с одного АВО при двух работающих вентиляторах;

T_A - температура воздуха, К;

G_1 - массовый расход одного АВО, кг/с.

Значения коэффициентов k_{A2} , и определяются по результатам эксплуатации АВО. В первом приближении можно принять $k_{A1}=0,55-0,60$, $k_{A0}=0,18-0,20$.

Количество работающих вентиляторов для реализации заданной температуры на выходе КС определяется из (2.26). Принимая во внимание, что при регулировании температуры сначала отключают поочередно по одному вентилятору на всех АВО и только после этого начинают отключение вторых, в сумме уравнения (2.26) никогда не будет больше двух слагаемых.

Для определения схемы работы удобно воспользоваться величиной среднего коэффициента эффективности:

$$k_{cp} = \frac{c_p \cdot G (T_1 - T_2)}{n Q_0},$$

$$k_{cp} = \frac{2,69 \cdot 602 (313,4 - 291,3)}{28 \cdot 2072} = 0,62$$

где n - количество работающих на КС АВО.

В зависимости от величины k_{cp} возможны следующие варианты:

$$k_{cp} \geq 1 \quad n = n_2;$$

$$1 > k_{cp} > 0,6 \quad n = n_1 + n_2 ;$$

$$0,6 > k_{cp} > 0,2 \quad n = n_1 + n_0 ;$$

$$k_{cp} \leq 0,2 \quad n = n_0.$$

$$T_1^* = 313,4 - \frac{2072 \cdot 28}{602 \cdot 2,69} = 277,5 \text{ K [10]}$$

Таблица 2.1 Параметры кс до модернизации ГПА.

Параметр	Значение
P_n	3,95 МПа
T_n	271,3 К
T_3	276,3 К
N_e^p	14834,4 кВт
$\rho_{в.ст}$	1,205 кг/м ³
$\rho_{ст}$	0,6748 кг/м ³
R	484,5 Дж / (кг К)
$P_{кр}$	4,64 МПа
$T_{кр}$	193,55 К
$P_{пр}$	0,815
$T_{пр}$	1,40
τ	0,2
z	0,902
ρ_v	31,9 кг/м ³
$Q_{тг}$	0,439 млн. м ³ /сут.
$Q_{ст}$	76,66 млн. м ³ /сут.
$Q_{наг}$	25,7 млн. м ³ /сут.
Q_v	6,292 м ³ /с.
ε	1,52
$\eta_{пол}$	0,82
P_1	6,02 МПа
T_1	313,4 К
T_1^*	277,5 К

2.3 Расчет компрессорного цеха после модернизации ГПА.

2.3.1 Расчёт степени сжатия после модернизации.

ГПА типа ГПА-Ц-16 (3+2), схема соединения параллельная[9]

Тип	N_e^H , кВт	T_3^H , К	n_H , мин ⁻¹	n_{max} , мин ⁻¹	n_{min} , мин ⁻¹	η_e^H	k_t	k_N	η_m	q_{TG}^H , тыс. м ³ /час
ГПА-Ц-16	18000	288	4900	5565	3975	0,31	2,8	0,95	0,993	6,24

Центробежный нагнетатель НЦ-16/76 [1]

T_{up}	z_{PP}	R_{PP} , Дж/(кг К)	T_{PP} , К
ГПА-Ц-16	0,901	505,8	288

Давление является основным параметром, по которому контролируется режим работы трубопровода.

Т.к. ГПА-Ц-16 являются полнонапорными, то число ступеней степени сжатия КС будет равна единице. Выбираем схему расположения ГПА – параллельной.

Степень сжатия станции составит:

$$\varepsilon_{\kappa} = \frac{P_1}{P_2}$$

Располагаемую мощность ГПА-Ц-16 находим из [1]:

$$N_e^p = N_e^H \cdot k_n \cdot k_{ob} \cdot k_y \cdot (1 - k_t \cdot \frac{T_3 - T_3^H}{T_3}) \cdot \frac{P_a}{0,1013}$$

где N_e^H – номинальная мощность ГТУ, кВт. Принимаем по [9]

$$N_e^H = 18000 \text{ кВт.}$$

k_n – коэффициент, учитывающий техническое состояние ГТУ.

k_t – коэффициент, учитывающий влияние температуры наружного воздуха;

k_y – коэффициент, учитывающий влияние системы утилизации тепла Выхлопных газов;

$k_{об}$ – коэффициент, учитывающий влияние противообледенительной системы. Коэффициент $k_{об}$ принимается равным 1 при отсутствии противообледенительной системы и при температуре на входе осевого компрессора выше 5 °С. При прочих условиях можно принять $k_{об} = 0,9$;

P_a – расчетное давление наружного воздуха

T_z и T_z'' – расчетная и номинальная температура воздуха на входе в ГПА, К

$$T_z = T_a + \delta T_a$$

где T_a – средняя температура наружного воздуха в рассматриваемый период, К.

δT_a – поправка на изменчивость климатических параметров и местный подогрев наружного воздуха на входе в ГТУ.

Принимаем по [1] след. величины: $k_n=0,95$; $k_t=2,8$; $k_y=0,985$; $k_{об}=1$;
 $P_a=0,0997$ $T_z''=288\text{K}$; $\delta T_a=5\text{K}$.

T_a принимаем равную 271,3 К

$$T_z = 271,3 + 5 = 276,3\text{K}$$

$$N_e^p = 18000 \cdot 0,95 \cdot 0,9 \cdot 0,985 \cdot \left(1 - 2,8 \cdot \frac{276,3 - 288}{276,3}\right) \cdot \frac{0,0997}{0,1013} = 16688,7 \text{ кВт}$$

Т.к. значение располагаемой мощности не превышает значение номинальной более, чем на 15% ($N_e^p=16688,7 < 1,15N_e^H=20700$ кВт), то принимаем полученное значение располагаемой мощности $N_e^p=16688,7$ кВт.

Из газодинамической характеристики нагнетателя ГПА-Ц-16 (Приложение 1) для получения оптимальной степени сжатия на выходе КС принимаем минимальной приведённую производительность $Q_{min} = 5,5 \text{ м}^3/\text{с}$, которая соответствует безпомпажному режиму работы.

По условию удалённости режима работы нагнетателя от границы помпажа ([1]):

$$\frac{Q_{np}}{Q^1_{np}} \geq 1,1;$$

где Q^1_{np} – минимальное значение из приведенной характеристики.

Принимаем $Q^1_{np} = Q_{PP\min} = 5,5 \text{ м}^3/\text{с}$

Q_{np} – реальное значение приведенной производительности, $\text{м}^3/\text{с}$.

С учетом условия (2.16) принимаем $Q_{np} = 1,1 Q^1_{np} = 1,1 \cdot 5,5 = 6,05 \text{ м}^3/\text{с}$.

Из [1], потребляемая мощность N_D определяется из уравнения:

$$N_D = \frac{N_i}{0,95 \cdot \eta_M}$$

где N_i – внутренняя мощность нагнетателя, кВт;

η_M – механический КПД ГТУ. По [1], прил.4 принимаем $\eta_M = 0,99$.

Из условия $N_D \leq N_p$ принимаем $N_D = N_p$. Тогда:

$$N_i = 0,95 \cdot N_p \cdot \eta_M;$$

$$N_i = 0,95 \cdot 16688,7 \cdot 0,99 = 15695,7 \text{ кВт}$$

Найдем отношение фактической частоты n к номинальной частоте вращения ротора нагнетателя n_n при Q_{np} из уравнения внутренней мощности нагнетателя N_i :

$$N_i = \left[\frac{N_i}{\rho_\epsilon} \right] \cdot \rho_\epsilon \left(\frac{n}{n_n} \right)^3$$

где $\left[\frac{N_i}{\rho_\epsilon} \right]$ – приведенная мощность нагнетателя, кВт. Для $Q_{np} = 6,05 \text{ м}^3/\text{с}$

из газодинамической характеристики $\left[\frac{N_i}{\rho_\epsilon} \right] = 381 \text{ кВт}$;

ρ_ϵ – плотность газа при условиях входа в нагнетатель, $\text{кг}/\text{м}^3$.

$$\rho_\epsilon = \frac{P_\epsilon}{Z_\epsilon \cdot R \cdot T_\epsilon}$$

где P_ϵ – давление (абсолютное) газа на входе нагнетателя;

T_ϵ – температура газа на входе нагнетателя;

Z_ϵ – коэффициент сжимаемости газа при условиях входа в нагнетатель;

$$\rho_\epsilon = \frac{3,78 \cdot 10^6}{0,902 \cdot 484,5 \cdot 271,3} = 31,9 \text{ кг} / \text{м}^3;$$

$$N_i = 15695,7$$

$$\frac{n}{n_n} = \sqrt[3]{\frac{N_i}{\left[\frac{N_i}{\rho_\epsilon} \right] \cdot \rho_\epsilon}}$$

$$\frac{n}{n_n} = \sqrt[3]{\frac{15695,7}{381 \cdot 31,9}} = 1,09 \text{ об} / \text{мин};$$

Из [1], $n_n = 4900 \text{ об}/\text{мин}$;

$n = n_n \cdot 1,1 = 4900 \cdot 1,1 = 5341 \text{ об} / \text{мин}$ – фактическая частота оборотов ротора нагнетателя.

Приведенную частоту вращения рабочего колеса ЦН находим из:

$$\left[\frac{n}{n_n}\right] = \frac{n}{n_n} \sqrt{\frac{T_{np} \cdot Z_{np} \cdot R_{np}}{T_g \cdot Z_g \cdot R}}$$

где T_{np}, Z_{np}, R_{np} – приведенные параметры нагнетателя. Из газодинамической характеристики нагнетателя ГПА-Ц-16 (приложение 1).

$$\left[\frac{n}{n_n}\right] = 1,09 \sqrt{\frac{288 \cdot 0,901 \cdot 505,8}{271,3 \cdot 0,902 \cdot 484,5}} = 1,13$$

Приведенную степень сжатия ЦН ε_{np} определяем при $Q_{np} = 6,05 \text{ м}^3/\text{с.}$, степень сжатия принимаем по приведенной характеристики нагнетателя при

$$\left[\frac{n}{n_n}\right]_{np} = 1,13 \text{ и она равна } \varepsilon_{np} = 1,6.$$

$$\varepsilon_n = \left[\frac{T_{np} Z_{np} R_{np}}{T_g Z_g R} \left(\frac{n}{n_n}\right)^2 \left(\varepsilon^{\frac{K-1}{K \cdot \eta_n}} - 1\right) + 1 \right]^{\frac{K \cdot \eta_n}{K-1}}$$

где η_n – политропический КПД нагнетателя, который находим из газодинамической характеристики при $Q_{np} = 6,05 \text{ м}^3/\text{с.}$: $\eta_n = 0,82$

K – показатель адиабаты сжатия. По [1] $K=1,31$.

$$\varepsilon_n = \left[\frac{288 \cdot 0,901 \cdot 505,8}{271,3 \cdot 0,902 \cdot 484,5} (1,09)^2 \left(1,6^{\frac{1,31-1}{1,31 \cdot 0,82}} - 1\right) + 1 \right]^{\frac{1,31 \cdot 0,82}{1,31-1}} = 1,8$$

Находим давление на выходе из КС:

$$P_1 = 1,8 \cdot (3,95 - 0,12 - 0,03 - 0,02) - 0,11 - 0,0998 = 6,5 \text{ МПа.}$$

Степень сжатия станции

$$\varepsilon_k = \frac{6,5}{3,95} = 1,64$$

Коммерческую производительность ЦН Q определим из уравнения производительности ЦН при стандартных условиях Q_{ϵ} ([1]):

$$Q_{\epsilon} = \frac{Q \cdot 10^6 \cdot \rho_{cm}}{86400 \cdot \rho_{\epsilon}}$$

Из уравнения (2.25):

$$Q = \frac{Q_{\epsilon} \cdot 86400 \cdot \rho_{\epsilon}}{10^6 \cdot \rho_{cm}}$$

Производительность при стандартных условиях Q_{ϵ} будет определяться как:

$$Q_{\epsilon} = Q_{np} \frac{n}{n_n}$$

$$Q_{\epsilon} = 6,05 \cdot 1,1 = 6,655 \text{ м}^3 / \text{с}$$

$$Q = \frac{6,655 \cdot 86400 \cdot 31,9}{0,6748 \cdot 10^6} = 27,2 \text{ млн. м}^3 / \text{сут.}$$

Т.к. количество рабочих ГПА $n=3$ и схема расположения – параллельная, то коммерческая производительность станции Q_{cm} будет определяться так:

$$Q_{cm} = Q \cdot n - Q_{тг};$$

$$Q_{cm} = 27,2 \cdot 3 - 0,42 = 81,18 \text{ млн. м}^3 / \text{сут.}$$

Расход топливного газа можно определить по формуле:

$$q_{тг} = q_{mг}^n \cdot \left(0,75 \cdot \frac{N}{N_e^n} + 0,25 \cdot \sqrt{\frac{T_3}{T_3^n}} \cdot \frac{P_{am}}{0,1013} \right)$$

$$q_{тг} = 6,24 \cdot \left(0,75 \cdot \frac{16688,7}{18000} + 0,25 \cdot \sqrt{\frac{276,3}{288}} \cdot \frac{0,0997}{0,1013} \right) = 5,84 \text{ тыс. м}^3 / \text{ч}$$

Общий расход газа для трех ГПА

$$Q_{тг} = \frac{q_{тг} \cdot n}{10^3} \cdot 24 = 0,0175 \cdot 24 = 0,42 \text{ млн м}^3 / \text{сут.}$$

Газ, поступающий на КС с температурой T_H , при компримировании нагревается до температуры T_I :

$$T_I = T_H \cdot \varepsilon^{\frac{K-1}{K \cdot \eta_n}}$$

$$T_I = 271,3 \cdot 1,8^{\frac{1,31-1}{1,31 \cdot 0,8}} = 323,6 K$$

2.3.2. Расчет АВО после модернизации.

Станция оборудована АВО, то:

$$T_1^* = T_1 - Q_0 k_{A2} \cdot \frac{n_2 + k_{A1} \cdot n_1 + k_{A0} \cdot n_0}{G_{c_{pm}}}$$

где Q_0 - теоретический теплосъем с одного АВО при двух работающих вентиляторах, Вт;

T_1 -температура газа при выходе из КЦ;

T_a -температура окружающего воздуха:

$T_{1\phi}$ -температура с учетом поправочного коэффициента:

$$T_{1\phi} = T_a + \delta T_a = 271,3 + 5 = 276,3 K$$

T_2 — температура в АВО

$$T_2 = T_{1\phi} + 15 = 276,3 + 15 = 291,3 K$$

T -средняя температура в АВО:

$$P = P_1, T = 0,5(T_2 + T_1),$$

$$T = 0,5(291,3 + 323,6) = 307,45$$

$$C_p = 1,696 + \frac{1,898 \cdot T}{1000} + \frac{1,96 \cdot 10^6 \cdot (P_1 - 0,1)}{T^3}$$

$$C_p = 1,696 + \frac{1,898 \cdot 307,45}{1000} + \frac{1,96 \cdot 10^6 \cdot (6,5 - 0,1)}{307,45^3} = 2,71$$

Массовый расход 1-ой АВО:

$$G_1 = \frac{Q_{cm} \cdot \rho_{cm} \cdot 10^6}{3600 \cdot 24 \cdot n}$$

где n- число АВО

$$G_1 = \frac{81,18 \cdot 0,6748 \cdot 10^6}{3600 \cdot 24 \cdot 28} = 22,7$$

Массовый расход всех АВо:

$$G = G_1 \cdot n$$

$$G = 22,7 \cdot 28 = 635,6 \text{ кг/с}$$

k_{A2}, k_{A1}, k_{A0} коэффициенты тепловой эффективности АВО при 1,2 и 0 работающих вентиляторах;

n_2, n_1, n_0 - количество АВО, работающих с 2,1 и 0 вентиляторов;

G-массовый расход газа через АВО, кг/с;

C_{pm} – теплоемкость газа при условиях АВО, Дж/(кг·град)

Для АВО 2АВГ-75 Q_0 можно определить из следующей зависимости

$$Q_0 = \frac{160 - (T_1 - T_A)}{1 + \frac{130}{c_p \cdot G_1}},$$

$$Q_0 = \frac{160 \cdot (323,6 - 271,3)}{1 + \frac{130}{2,71 \cdot 22,7}} = 2682$$

где Q_0 – теплоемкость с одного АВо при двух работающих вентиляторах, кВт;

T_A - температура воздуха, К;

G_1 - массовый расход одного АВО, кг/с.

Значения коэффициентов k_{A2} , и определяются по результатам эксплуатации АВО. В первом приближении можно принять $k_{A1}=0,55-0,60$, $k_{A0}=0,18-0,20$.

Количество работающих вентиляторов для реализации заданной температуры на выходе КС определяется из (2.26). Принимая во внимание, что при регулировании температуры сначала отключают поочередно по одному вентилятору на всех АВО и только после этого начинают отключение вторых, в сумме уравнения (2.26) никогда не будет больше двух слагаемых.

Для определения схемы работы удобно воспользоваться величиной среднего коэффициента эффективности:

$$k_{cp} = \frac{c_p \cdot G (T_1 - T_2)}{n Q_0},$$

$$k_{cp} = \frac{2,71 \cdot 635,6 (323,6 - 291,3)}{28 \cdot 2682} = 0,74$$

где n - количество работающих на КС АВО.

В зависимости от величины k_{cp} возможны следующие варианты:

$$\begin{aligned} k_{cp} &\geq 1 \quad n = n_2; \\ 1 > k_{cp} > 0,6 \quad n &= n_1 + n_2; \\ 0,6 > k_{cp} > 0,2 \quad n &= n_1 + n_0; \\ k_{cp} &\leq 0,2 \quad n = n_0. \end{aligned}$$

$$T_1^* = 323,6 - \frac{2682 \cdot 28}{635,6 \cdot 2,71} = 280 \text{ К [10]}$$

Таблица 2.2 Параметры КС после модернизации.

Параметр	Значение
P_H	3,95 МПа
T_H	271,3 К
T_3	276,3 К
N_e^p	16688,7 кВт
$\rho_{в.ст}$	1,205 кг/м ³
$\rho_{ст}$	0,6748 кг/м ³
R	484,5 Дж / (кг К)
$P_{кр}$	4,64 МПа

$T_{кр}$	193,55 К
$P_{пр}$	0,815 МПа
$T_{пр}$	1,40 К
τ	0,2
z	0,902
ρ_6	31,9 кг/м ³
$Q_{ТГ}$	0,42 млн. м ³ /сут.
$Q_{ст}$	81,18 млн. м ³ /сут.
$Q_{наг}$	27,2 млн. м ³ /сут.
$Q_в$	6,665 м ³ /с.
ε	1,64
$\eta_{пол}$	0,82
P_1	6,5 МПа
T_1	323,6 К
T_1^*	280 К

2.4. Оценка соответствия установленного оборудования после модернизации.

2.4.1. Оценка соответствия пылеуловителей после модернизации.

Оценка соответствия режима работы ПУ условиям работы МГ производится по диапазону их рабочих производительностей. На станции установлено 6 пу. [24]

По характеристике пылеуловителя определяется рабочий диапазон его производительностей (за рабочее давление принимается давление на входе в КС), при этом, если необходимо, вводятся соответствующие поправки на плотность газа. Считается, что пылеуловитель работает в нормальном режиме, если его производительность не выходит за границы рабочего диапазона. однако, расчет следует вести с учетом возможности отключения одного пылеуловителя. Производительность одного ПУ $Q_{ПУ}$ определяется по формуле:

$$Q_{ПУ} = \frac{Q}{n_{ПУ. раб}}, \quad (3.1)$$

где $n_{ПУ. раб}$ – число рабочих пылеуловителей.

В приложении 2 приведена характеристика ПУ типа ГП-144. Коэффициент изменения производительности ПУ = 0,98.

оценка эффективности работы ПУ для КС после модернизации.

По приложению Б определяем минимальную Q_{\min} и максимальную Q_{\max} производительность ПУ при рабочем давлении $P = 3,95$ МПа

$$Q_{\min} = 12 \text{ млн. м}^3/\text{сут.},$$

$$Q_{\max} = 17 \text{ млн. м}^3/\text{сут.}$$

Производительность корректируется с учетом коэффициента изменения производительности ПУ:

$$Q_{\min} = 12 \cdot 0,98 = 11,76 \text{ млн. м}^3/\text{сут.},$$

$$Q_{\max} = 17 \cdot 0,98 = 16,66 \text{ млн. м}^3/\text{сут.}$$

При 6 включенных ПУ производительность каждого по (3.1) составит:

$$Q_{1ПУ} = \frac{81,55}{5} = 16,31 \text{ млн. м}^3/\text{сут.}$$

Полученное значение входит в заданный интервал. Следовательно, на КС после модернизации окончательно принимаем количество рабочих ПУ 5 шт.

2.4.2 Оценка производительности фильтров-сепараторов после модернизации.

При входном давлении 3,95 МПа максимальная производительность фильтра - сепаратора имеет интервал по приложению В.

$$Q_1 = 14,8 \text{ млн. м}^3/\text{сут.},$$

$$Q_2 = 16,5 \text{ млн. м}^3/\text{сут.}$$

Принимаем среднюю максимальную производительность 15,65 млн. м³/сут.

На станции установлено 8 фс, общая максимальная производительность составит:

$$Q_{\max} = 15,65 \cdot 8 = 125,2 \text{ млн. м}^3/\text{сут.}$$

Полученное значение превышает производительность станции. Следовательно увеличение числа фс не требуется. [12]

3. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ.

Для повышения надежной работы ГПА на нем проводятся профилактические работы. В зависимости от наработки ГПА проводятся следующие виды технического обслуживания:

1. Тех. обслуживание после наработки 3000 часов.
2. Средний ремонт после наработки 12000 часов.
3. Капитальный ремонт после наработки 25000 часов. [6]

3.1 Техническое обслуживание.

После 3000 часов выполняются нижеперечисленные работы:

1. Осмотр наружной оболочки Двигателя на предмет трещин, продувов (перед остановом).

2. Осмотр: входное очистительное устройство ВОУ, всасывающая камера, входной коллектор двигателя на предмет отсутствия посторонних предметов (гайки, болты, проволока, грязь) .

3. Осмотр кока двигателя на отсутствие вмятин.

4. Осмотр лопаток ВНА, рабочих лопаток 1 ступени КНД.

Проверка качки и перемещения лопаток 1 ступени КНД.

5. Осмотр: топливные, масляные, воздушные трубопроводы на отсутствие течи и замасливания, на целостность контровки и элементов крепления, на отсутствие вмятин, забоин и других механических повреждений.

6. Осмотр агрегатов маслосистемы, системы топливопитания и регулирования на отсутствие течи, механических повреждений, целостности контровок и узлов крепления.

7. Осмотр стыков корпусов двигателя на отсутствие ослабления затяжки болтов, гаек, нарушения контровки.

8. Проверка наличия радиального зазора между наружным кольцом опоры свободной турбины и выхлопной улиткой. Зазор должен быть не менее 9 мм.

9. Проверка: узлы крепления двигателя к подмоторной раме, узлы крепления подмоторной рамы к раме турбоблока, затяжки колёс подмоторной рамы, наличие и правильность контровок.

10. Осмотр магнитных пробок в маслосистеме двигателя

11. Осмотр газовоздушного тракта двигателя:

- Осмотр лопаток 1 ступени ротора компрессора НД через ВНА
- Осмотр призматической части лопаток и диска 1 ступени КНД на

отсутствие трещин

- Осмотр лопаток 2 ступени ротора КНД
- Осмотр 3 и 3а ступени ротора КНД
- Осмотр лопаток 4 ступени ротора КВД
- Осмотр лопаток 5,6,7,8,9 ступеней ротора КНД
- Осмотр камеры сгорания оптическими приборами
- Осмотр лопаток соплового аппарата 1 ступени турбины

газогенератора

- Осмотр рабочих лопаток 1 и 2 ступеней турбины газогенератора
- Осмотр рабочих лопаток свободной турбины
- Осмотр ребер-обтекателей опоры СТ

12. Осмотр и промывка пакета СНС (стружки в масле)

13. Осмотр и промывка: фильтр стопорного клапана и фильтр электропневмоклапана стопорного клапана.

14. Осмотр фильроэлемента стартера.

15. Проверка страгивания вала шагового двигателя. Проверка полного хода дозирующей иглы ДУСа, ДГ-97.

16. Осмотр шахты выхлопа.

17. Осмотр форсунки, угольника и трубопровода подвода масла к подшипникам СТ; очистка каналов от кокса.

18. Проверка состояния крепления и контровки всех болтовых, фланцевых, шаро-нипельных соединений; при необходимости подтянуть или перепаковать

19. Осмотр: кабельный план двигателя на целостность контровки соединителей, элементов крепления, на отсутствие поврежденной оплетки кабелей. Проверка отсутствия качки соединителей.

20. Осмотр: кабельный план двигателя на целостность контровки соединителей, элементов крепления, на отсутствие поврежденной оплетки кабелей. Проверка отсутствия качки соединителей.

21. Промывка: внутренние полости датчиков ДОЛ-16 , ССК, датчика МСТ-18С замера давления топливного газа на входе в двигатель.

22. Проверка срабатывания датчика ССК.

23. Внешний осмотр датчиков системы контроля двигателя (ДЧВ-2500, П-77, П-98, Т-93, ССК, МСТ-18С, МСТВ, ДОЛ-16, МВ-04-1), обратив особое внимание на: отсутствие внешних повреждений, герметичность мест стыковки датчиков с системами и агрегатами, целость узлов крепления и наличие контровок, отсутствие качки соединителей и наличие контровок соединителей.

24. То ССС Продувка фильтра редуктора низкого давления «Моквелд».

25. Ревизия и техническое обслуживание электрооборудования (освещение блоков ГПА).

26. Взять пробу масла на полный анализ КПМА и МБД.

27. Осмотр и промывка: основной маслофильтр двигателя, свободной турбины, системы автоматического регулирования. фильтры в магистралях ГПА, подводящих масло к двигателю от масляного бака и от маслоохладителя.

28. Проверка уровня масла в маслобаке, при необходимости произведите дозаправку маслобака по документации ГПА.

29. Проверка насосов пневмопривода кранов обвязки ГПА.

30. Уборка всасывающей камеры.

31. Опрессовка газом рабочим давлением топливно-пусковой системы.

32. Разборка кожуха передней опоры нагнетателя
33. Демонтаж муфты торсионного вала и зубчатой обоймы ротора для промывки зубьев венца и обоймы.
34. Центрирование «двигатель – нагнетатель» и выхлопного устройства.
35. Проверка биения торсионного вала.
36. Регулировка зазоров лабиринтных уплотнений торсионного вала.
37. Сборка кожуха торсионного вала и установка герметичной перегородки.
38. Заполнение маслосистемы маслоохладителей, гидроаккумуляторов, и маслобаков чистым маслом из станционной системы.
39. Замер расхода масла через уплотнительное кольцо «масло – газ» нагн.
40. Работа по опрессовыванию системы смазки и уплотнения нагнетателя рабочим давлением (прогрев масла при работающих ПНС, ПНУ до температуры + 30 °С, с последующим прокачиванием маслосистемы смазки и уплотнения нагнетателя).
41. Заполнение контура нагнетателя технологическим газом под рабочим давлением.
42. Регулировка РПД и перепада «масло-газ».
43. Проверка системы агрегата при наличии рабочего давления на отсутствие утечек газа, с их последующим устранением.
44. Ревизия маслоохладителей.
45. Ревизия вентиляторов МОД, МОН, КВОУ, обдува двигателя.
46. Снятие форсунки и трубопроводов, осмотр, очистка отверстий распылителей форсунки от нагара, установка и закрепление форсунки КПСТ.
47. Ревизия запорной арматуры маслосистемы и системы обогрева.
48. очистка маслобака двигателя.
49. Ревизия выхлопной шахты, диффузора, смесительной камеры, улитки, соединений.

50. Опрессовка газом рабочим давлением топливно-пусковой системы.

51. При первом запуске после окончания регламентных работ проверьте срабатывание ограничителей оборотов ротора ВД, СТ.

52. Разборка кожуха передней опоры нагнетателя

53. Ревизия трансмиссии.

54. Центрирование «двигатель – нагнетатель» и выхлопного устройства.

55. Проверка биения торсионного вала.

56. Регулировка зазоров лабиринтных уплотнений торсионного вала.

57. Сборка кожуха торсионного вала и установка герметичной перегородки.

58. Заполнение маслосистемы, маслоохладителей, гидроаккумуляторов, и маслобаков чистым маслом из стационарной системы.

59. Замер расхода масла через уплотнительное кольцо «масло – газ» нагн.

60. Работа по опрессовыванию системы смазки и уплотнения нагнетателя рабочим давлением (прогрев масла при работающих ПНС, ПНУ до температуры + 30 °С, с последующим прокачиванием маслосистемы смазки и уплотнения нагнетателя).

61. Заполнение контура нагнетателя технологическим газом под рабочим давлением.

62. Регулировка РПД и перепада «масло-газ».

63. Проверка системы агрегата при наличии рабочего давления на отсутствие утечек газа, с их последующим устранением.

64. Ревизия маслоохладителей.

65. Ревизия вентиляторов МОД, МОН, КВОУ, обдува двигателя.

66. Снятие форсунки и трубопроводов, осмотр, очистка отверстий распылителей форсунки от нагара, установка и закрепление форсунки КПСТ.

67. Ревизия запорной арматуры маслосистемы и системы обогрева.
68. Очистка маслобака двигателя.
69. Ревизия выхлопной шахты, диффузора, смесительной камеры, улитки, соединений.
70. Опрессовка газом рабочим давлением топливно-пусковой системы.
71. При первом запуске после окончания регламентных работ проверьте срабатывание ограничителей оборотов ротора ВД, СТ.

3.2 Средний ремонт.

При Среднем ремонте выполняются нижеперечисленные работы:

1. Выполнить работы перечисленные в пункте 3.2.
2. Произвести осмотр и, при необходимости, подтянуть фундаментные болты.
3. Произвести ревизию редукционных, клапанов, РПД-2М, конденсатоотводчиков, РТ, клапанов маслоохладителей.
4. Произвести ревизию ПНС, ПНУ, ГРС, ГНУ, при необходимости заменить изношенные детали.

3.3 Капитальный ремонт.

При Капитальном ремонте выполняются нижеперечисленные работы:

1. Выполнить работы перечисленные в пункте 3.2.
- Дополнительно выполняются работы:
2. Произвести проверку зазоров в лабиринтных уплотнениях, если зазоры больше максимально допустимых, заменить лабиринты.
 3. Произвести проверку зазоров в подшипниках и концевых уплотнениях. Если зазоры выше допустимых, заменить изношенные детали на новые.
 4. Осуществить промывку каналов охлаждающего воздуха пластинчато-ребристых секций блока маслоохладителей.

5. Произвести осмотр угловых опор трубопроводов, пружинных опор и проверить наличия смазки на их рабочих поверхностях.

6. Произвести осмотр обшивки блоков, при необходимости произвести ремонт.

7. Произвести осмотр ротора нагнетателя, при необходимости заменить ротор.

8. Рассматривается потребность замены газогенератора. [13]

3.4 Подготовка к пуску ГПА-Ц-16.

Воздухоочистительное устройство:

1. Осмотреть все места сварки внутри воздухоочистительного устройства, каркасов шумоглушителя всаса и пластин шумоглушителей на предмет отсутствия трещин, отсутствия шлака и посторонних предметов. В зимнее время осматривать на предмет отсутствия снега и льда.

2. Осмотреть все фланцевые соединения элементов воздухоочистительных коробов отсоса пыли и вводные устройства электродвигателей, кабельный ящик, конечные выключатели на наличие контрольных шайб с отгибными лапками или контролки крепежа проволокой.

3. Проверить правильность установки стопорных шайб с отгибными лапками:

- на всех фланцевых соединениях коробов отсоса пыли;
- на болтах крепления шарниров байпасных клапанов;
- на подвижных грузах байпасных клапанов.

4. Проверить наличие и состояние затяжки контргаяк на вертикальных соединительных тягах байпасных клапанов и вентиляторов отсоса пыли.

5. Проверить плотность прикрытия байпасных клапанов, наличие щелей не допускается.

Блок вентиляции:

1. Произвести внешний осмотр блока и проверьте надёжность межблочной стыковки, отсутствие посторонних предметов, надёжность крепления резьбовых соединений и их контровку.
2. Осмотреть двигатели, вентиляторы и воздуховоды вентиляторов обдува двигателя и убедитесь в их исправности.
3. Убедиться в плотности закрывания люка блока вентиляции.

Блок маслоохладителей.

Произвести наружный осмотр блока маслоохладителей на предмет целостности металлоконструкций, наличия и исправности жалюзей на боковых стенках блока, наличия и целостности крышек вентиляторов. осмотрите блок изнутри, убедитесь в отсутствии утечек масла. Проверьте состояние крепления электродвигателей, электрических кабелей, заземления, лопастей вентиляторов.

Всасывающая камера:

1. Выполнить осмотр всасывающей камеры на предмет целостности элементов конструкции, отсутствие посторонних предметов и отсутствие снега и льда в зимний период.

Внимание: осмотр входного канала выполняйте в чистой обуви и в специальной одежде без карманов и наружных пуговиц.

2. Осмотреть входной канал, входной направляющий аппарат (ВНА), (КОК) (обратить внимание на целостность контрольной шайбы гайки крепления КОКа), лопасти рабочего колеса 1 ступени компрессора низкого давления. Убедитесь в том, что на лопатках ВНА и рабочего колеса 1 ступени компрессора низкого давления нет внешних повреждений, во входном канале нет посторонних предметов. Прокрутите ротор компрессора низкого давления за лопасти рабочего колеса 1 ступени компрессора низкого давления. При прокрутке ротора обратить внимание на свободное вращение, отсутствие заеданий и постороннего шума.

3. Проконтролировать плотность закрывания камеры.

Отсек двигателя:

1. Осмотреть отсек двигателя. Агрегаты, трубопроводы, арматура масляной, топливной и воздушной систем, жгуты электропроводки должны быть надёжно закреплены, и не иметь повреждений. Из трубопроводов и агрегатов не должно быть видимых подтёков масла.

2. Настроить систему подогрева контейнера. Температура в отсеке должна составлять более 10 °С (при отрицательной температуре окружающего воздуха).

3. Проверить наличие и надёжность проволочных контровок на регулировочных элементах агрегатов системы автоматического управления. На все разъёмы двигателя должны быть установлены ответные гайки, закручены и законтрены накидные гайки указанных разъёмов.

4. Проверить температуру передней опоры двигателя (должна быть не ниже +10°C).

Отсек нагнетателя:

1. Осмотреть отсек нагнетателя и убедиться, что оборудование, трубопроводы, арматура масляной системы нагнетателя не имеет разрушений и видимых подтёков масла.

2. Запорную арматуру масляной системы нагнетателя поставить в пусковое положение.

3. Проверить и убедиться в нормальном уровне и температуре масла в маслобаке нагнетателя. Взять пробу масла для анализа.

Блок маслоагрегатов:

1. Осмотреть блок маслоагрегатов на предмет чистоты и отсутствия утечек масла.

2. Проверить и убедиться в нормальном уровне и температуре масла в маслобаке двигателя. Взять пробу масла для анализа.

3. Убедиться в том, что запорная арматура находится в пусковом положении.

Блок пожаротушения:

1. Осмотреть отсек пожаротушения и убедиться в исправности находящегося в нём оборудования и отсутствия повреждений.

2. Внимательно осмотреть выпускные клапаны пожарных баллонов на предмет утечек огнегасящего состава (хладона). По манометрам, установленным на баллонах, убедиться в наличии нормального давления в баллонах (115 кгс/см^2 при $t=15 \text{ }^\circ\text{C}$). осмотреть тросовую проводку и убедиться в её исправности.

В зимнее время должен работать обогрев для поддержания температуры внутри отсека не ниже $2 \text{ }^\circ\text{C}$.

Блок фильтров топливного газа.

Осмотреть блок фильтров топливного газа на предмет отсутствия повреждений и отсутствие утечек газа.

Электрооборудование ГПА:

1. Проверить в КТП ПЭБа включенное положение – обеих секций КТП-10/0,4кВ, автоматического выключателя фидера ГПА, положение ключа в положении «Авт» включенное положение пакетных выключателей оперативных цепей тока 220 и 27В агрегата.

2. Проверить в блоке автоматики включенное положение вводного автомата и автоматов двигателей вспомогательных механизмов и систем агрегата.

3. Произвести поочерёдное опробование электродвигателей вспомогательных механизмов агрегата, обращая внимание на уровень шума, вибрации и степень нагрева, направление вращения электродвигателей.

4. Убедиться в свечении световых табло «~220В», «=220В», «27В» на устройстве представления информации системы А-705-15-09, А-705-15-19М (ЭИС) [11].

3.5 Контроль состояния агрегата ГПА-Ц-16 на рабочем режиме.

Через каждые 2 часа на работающем агрегате выполнить следующее:

1. Войти в блок автоматики и проверить положение включателей освещения:
 - блока автоматики;
 - блока нагнетателя;
 - отсека двигателя;
 - всасывающей камеры;
 - блока маслоагрегатов;
 - отсека пожаротушения.
2. Осмотреть оборудование в блоке автоматики и убедиться в исправности сигнализации, приборов и устройств, установленных в блоке (автоматической системы пожаротушения, виброаппаратуры и также отсутствие короткого замыкания, искрения, нагрева контактов и т.д.).
3. Через смотровой иллюминатор всаскамеры осмотреть вход в двигатель и видимую часть всаскамеры на предмет обледенения, наличия снега и посторонних предметов. Если иллюминатор обледенел по согласованию с ДС принять меры к его отогреву фенами или смоченной в тёплой воде ветошью.
4. Зайти в блок маслоагрегатов и осмотреть отсек на предмет отсутствия утечек масла, постороннего шума и вибрации. По манометрам проконтролировать и сравнить с номинальным перепады давления на фильтрах смазки и уплотнения. Проверить и убедиться в нормальном уровне масла в маслобаке двигателя. Выйти из отсека и закрыть дверь отсека, оценить работу системы суфлирования: отсутствие подтёков масла, задымлённости отсека.
5. Открыть дверь отсека пожаротушения, убедиться в исправности оборудования и отсутствии повреждений. особенно внимательно осмотреть выпускные клапаны пожарных баллонов на предмет утечек огнегасящего

состава (хладона). По манометрам установленным на баллонах, убедиться в наличии нормального давления в баллонах. осмотреть тросовую проводку и убедиться в её исправности. В зимнее время должен работать обогрев для поддержания температуры внутри отсека не ниже 2 °С. Выйти из отсека и закрыть дверь отсека.

6. Подняться по лестнице на площадку обслуживания блока маслоохладителей нагнетателя с левой стороны (по полёту). Убедиться в отсутствии утечек масла из маслоохладителей (осмотреть поддон).

7. Подняться на крышу блока маслоохладителей и на слух определить отсутствие посторонних шумов, повышенной вибрации электродвигателей вентиляторов обдува и АВo.

8. На площадке обслуживания системы подогрева циклового воздуха проверить состояние трубопроводов горячего воздуха, запорной арматуры, сезонной заслонки.

9. Осмотреть ВОУ, убедиться в чистоте, отсутствии льда, инея и посторонних предметов на инерционных фильтрах ВоУ.

10. Осмотреть блок маслоохладителей нагнетателя и двигателя с правой стороны агрегата. На слух определить отсутствие посторонних шумов, повышенной вибрации электродвигателей вентиляторов обдува. опуститься на площадку обслуживания маслоохладителей и визуально убедиться в отсутствии утечек масла.

11. Снять показания манометров на манометровой панели двигателя и сравнить их с номинальными значениями.

12. С правой стороны отсека двигателя осмотреть видимую часть отсека двигателя и сам двигатель. Проконтролировать надёжность закрытия двери отсека.

13. Проконтролировать показания манометров на задней манометровой панели и сравнить их с номинальными значениями.

14. Осмотреть крановые узлы № 1;4. Убедиться в их правильном положении, соответствующему режиму работы ГПА, правильном положении

переключателя режимов ручного насоса кранов. Убедиться в целостности, герметичности подводящих шлангов, импульсных трубопроводов. осмотреть концевые выключатели на предмет их целостности, а в зимнее время отсутствие инея, льда, снега и т.д.

15. Осмотреть внутреннюю часть отсека и сам нагнетатель. Убедиться, что агрегаты, трубопроводы, арматура, электропроводка не имеют разрушений, нет подтёков и выброса масла. оценить работу системы суфлирования: отсутствие подтёков масла, задымлённости отсека, убедиться в необходимом расходе горячего воздуха через дегазатор. С внешней стороны осмотреть патрубки суфлирования и по концентрации выходящих паров масла визуально убедиться в их нормальной работе. Проконтролировать надёжность закрытия двери отсека.

16. Осмотреть блок запорной арматуры кранов № 9,10,11,12, а также крановый узел №2;6;М;5. Убедиться в их целостности, герметичности подводящих импульсных трубопроводов. Убедиться в правильном положении переключателей режима работы гидropневмоприводных кранов. осмотреть концевые выключатели на предмет их целостности, а в зимнее время отсутствие инея, льда, снега.

17. Визуально, осмотреть внутреннюю часть отсека нагнетателя и сам нагнетатель. Убедиться, что оборудование, трубопроводы, арматура масляной системы нагнетателя не имеет разрушений и находится в соответствующем положении. Нет подтёков и выброса масла, отсутствует дым и масляный туман. На слух определить отсутствие посторонних шумов, вибрации. Визуально, по указателю уровня определить уровень масла в маслобаке нагнетателя. Проконтролировать надёжность закрытия дверей отсека.

18. Осмотреть ГПА с левой стороны в районе подвода пускового и топливного газа к ГПА. Убедиться в целостности, герметичности топливных и пусковых подводящих трубопроводов, фланцевых соединений. осмотреть

корпус блока фильтров пускового и топливного газа на предмет отсутствия утечек из соединений.

19. Через смотровой иллюминатор отсека двигателя слева осмотреть внутреннюю часть отсека двигателя и сам двигатель. Агрегаты, трубопроводы, арматура масляной, топливной и воздушной систем, жгуты электропроводки должны быть надёжно закреплены. Из трубопроводов и агрегатов не должно быть видимых подтёков масла, свищей горячего воздуха и газа. Внутри отсека не должно быть масляного тумана и дыма. На слух определить отсутствие посторонних шумов, вибрации.

20. Проконтролировать надёжность закрытия двери отсека, а также отсутствие утечек и соответствующее положение запорной арматуры на коллекторе горячего воздуха.

21. Осмотреть щиты управления агрегата. Убедиться в отсутствии сигнальных табло, а при их наличии выяснить причину.

22. Проконтролировать эксплуатационные параметры агрегата по приборам на щитах управления.

23. Если обнаружено недостаточное электроосвещение – сообщить дежурному электромонтёру (ДЭМ) сделать запись в журнал дефектов (1-й уровень АПК), если освещение отсутствует – по рации вызвать ДЭМ для устранения. [15]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения выпускной квалификационной работе был произведен анализ компрессорного цеха «Ямбург-Елец 1», проведен обзор технологических решений модернизации компрессорных станций магистральных газопроводов. Был сделан выбор технических средств модернизации компрессорного цеха «Ямбург-Елец 1» путем замены малоэффективных газотурбинных приводов, выбран газотурбинный двигатель НК-16-18СТ предназначен для использования в качестве привода нагнетателя ГПА-Ц-16 вместо двигателя НК-16СТ. Были проведены расчеты работы компрессорного цеха до и после модернизации газогенератора, сделан обзор вопросов технического обслуживания и эксплуатации модернизированного агрегата ГПА-Ц-16.

Расчетным путем определены параметры режима работы компрессорного цеха такие как: выходное давление, температура после аппаратов воздушного охлаждения газа, частота оборотов ротора нагнетателя, также определено соответствие производительности установки очистки газа новому оборудованию. Можно отметить что при эксплуатации ГПА появился мощностной запас в 2000 кВт после модернизации.

В результате модернизации газоперекачивающих агрегатов путем замены двигателей изменились следующие параметры:

- Увеличилась производительность компрессорной станции.
- Снизился расход топливного газа.

Исходя из вышесказанного следует, что все поставленные задачи выпускной квалификационной работы выполнены и цель достигнута.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Альбом характеристик центробежных нагнетателей. М.: Мингазпром, 1985.
2. АОС «Конструкция двигателя газотурбинной установки ГПА-Ц-16.»
3. Васильев Ю.Н., Зарицкий С.П. основные тенденции развития газотурбинных установок для газоперекачивающих агрегатов. Транспорт и хранение газа №7. - М.: Недра, 1978. - 28 с.
4. Волков М.М., Михеев А.Л., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности. М.: Недра, 1989.
5. Газоперекачивающие агрегаты с газотурбинным приводом: Учебное пособие / Ревзин Б.С. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2002. 269с.
6. Долин П.А. Справочник по технике безопасности. - М.: Энергокомиздат, 1985. - 250 с.
7. Зубарев В.Г. Магистральные газонефтепроводы. Учебное пособие. Тюмень, 1998.
8. Иванцов О.М., Харитонов В.И. Надёжность магистральных трубопроводов. - М.: Недра, 1978. - 166 с.
9. Инструкция по определению показателей и обобщённых характеристик газотурбинных установок для привода нагнетателей. М.: ВНИИГАЗ, 1982. - 23 с.
10. Инструкция по определению эффективности работы и технического состояния газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций магистральных газопроводов. М.: ВНИИГАЗ, 1975. - 45 с.
11. Инструкция по эксплуатации ГПА-Ц-16. ООО «Газпром трансгаз Югорск», 2000.
12. Нагнетатель НЦ-16/76. ООО «Газпром трансгаз Югорск», 2001.4
13. Научно-исследовательский институт строительной физики (НИИСФ) для РФ, Главной геофизической обсерваторией им. А. И. Воейкова

(ГГо) Росгидромета при участии Армгидромета, Госкогидромета Республики Беларусь, Кыргызгидромета, Госкомгидромета Украины, Туркменгидромета, Главтаджикгидромета. Строительная климатология, СНиП 2.01.01-82. Постановлением Госстроя России, 2000-01-01.

13. Нормативы численности рабочих и служащих линейных производственных управлений магистральных газопроводов (ЛПУМГов). - М.: ООО «Газпром», 2000. - с. 28 - 52.

14. овсиенко В.В., Боткилин А.И., Суринович В.К. о повышении эффективности подготовки газа к дальнему транспорту. ЭИ Транспорт, хранение и использование газа в народном хозяйстве, ВНИИЭгазпром, 1978, №2. - 162 с.:

15. ОНТП 51-1-85. общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные газопроводы, Часть I. Газопроводы.- М.: Мингазпром, 1985.

16. Перовщиков С.И. Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ. Учебно-методический комплекс. Тюмень, 2004.

17. Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов. - М.: Недра, 1989. - 96 с.

18. Руководство по технической эксплуатации двигателя НК-16-18СТ.

19. Система менеджмента качества. общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности.

20. СТО 4.2-07- 2014. СФУ, Красноярск, 2014. – 60 с.

21. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования.- М.: Стройиздат, 1985.

22. СП 101 - 34 - 96 Свод правил по выбору для сооружения магистральных газопроводов. - М.: Газпром, 1996. - 50 с.: ил.

23. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов,/ Под. ред. А.К. Дерцакяна. - Л.: Недра, 1977.-519 с. ил.

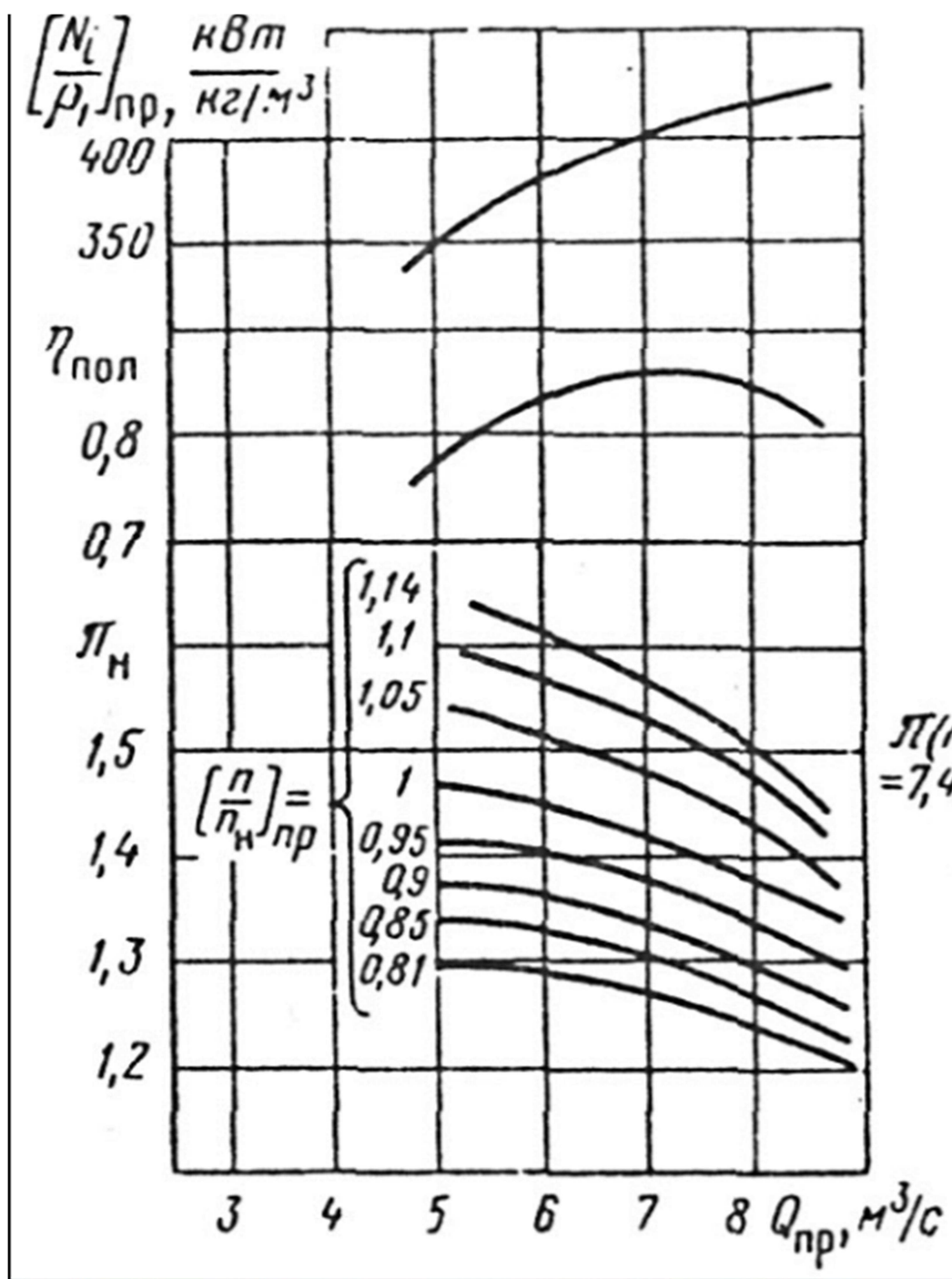
24. Суринович В.К. опыт эксплуатации пылеуловителей и фильтров - сепараторов на КС МГ. В реф. сб. Транспорт и хранение газа, ВНИИЭГазпром, 1982, №6. - 78 с.: ил.

25. Топливные и смазочные материалы. ООО «Газпром трансгаз Югорск» 2000.

26. Щуровский В.А., Проклов И.А., Корнеев В.И., Кузнецов В.А. Технические решения по реконструкции и переоснащению газотурбинных компрессорных цехов. - М.: ВНИИЭГазпром, 1990, 50 с. - обз. Информ. Сер. Транспорт и подземное хранение газа.

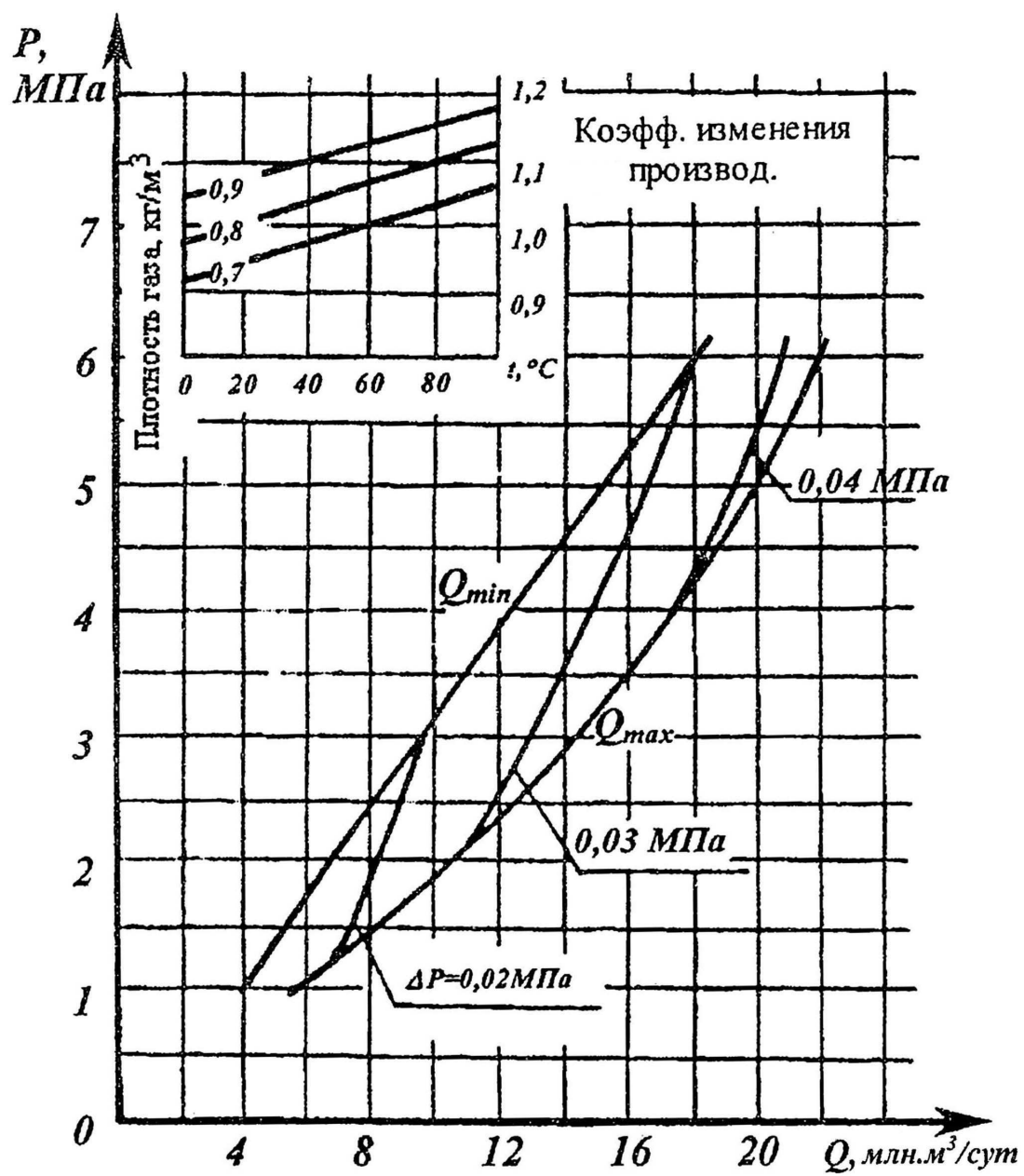
ПРИЛОЖЕНИЕ А

Приведенные характеристики нагнетателя НЦ-16/76



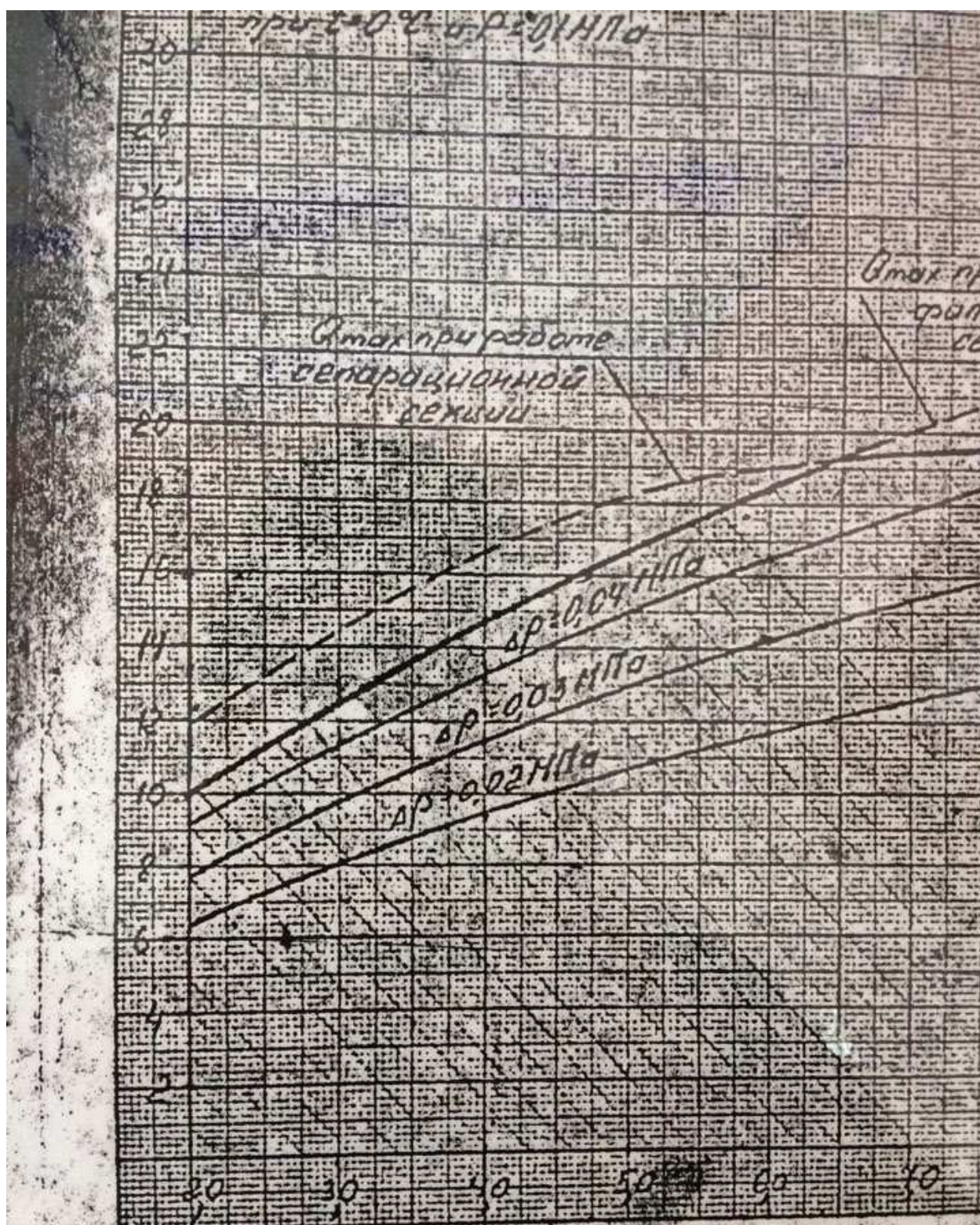
ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Характеристика циклонного пылеуловителя ГП-144.

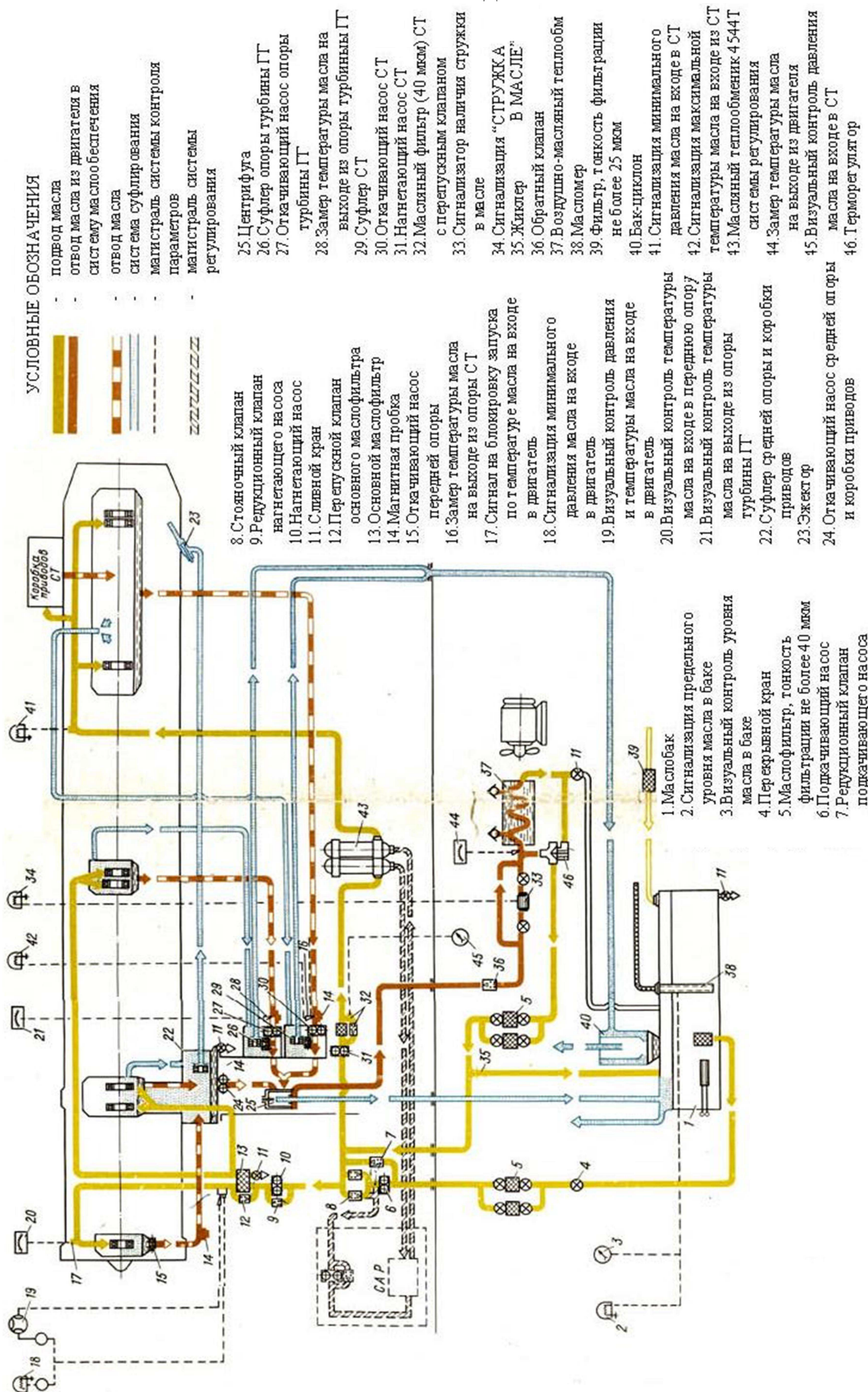


ПРИЛОЖЕНИЕ В

Характеристика производительности фильтра-сепаратора ГП 605



Система смазки двигателя




Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа
Кафедра Технологические машины и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 Э.А. Петровский

« 06 » июня 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

направление 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»
профиль 15.03.02.01 «Проектирование технических и технологических
КОМПЛЕКСОВ»

Модернизация оборудования компрессорной станции «Ямбургская»

Руководитель



К.Т.Н., доцент

В.С. Тынченко

Выпускник



Н.В. Пожарков

Красноярск 2017